



DOCUMENTO DE REGISTRO

(REDACTADO SEGÚN EL ANEXO I DEL REGLAMENTO (CE) N° 809/2004, DE LA COMISIÓN EUROPEA DE 29 DE ABRIL DE 2004, RELATIVO A LA APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/71/CE)

Abril 2015

El presente Documento de Registro ha sido inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores

ÍNDICE

Pág.

I.	FACTORES DE RIESGO.....	1
II.	DOCUMENTO DE REGISTRO	12
A)	TABLA DE EQUIVALENCIA.....	13
B)	ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	32
1.	PERSONAS RESPONSABLES.....	32
1.1	Identificación de las personas responsables	32
1.2	Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.	32
2.	AUDITORES DE CUENTAS	32
2.1	Nombre y dirección de los auditores de cuentas	32
2.2	Renuncia o revocación de los auditores de cuentas.....	32
3.	INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA	32
3.1	Información financiera histórica seleccionada	32
3.2	Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios	35
4.	FACTORES DE RIESGO	35
5.	INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR.....	35
5.1	Historial y evolución del emisor	35
5.2	Inversiones	38
6.	DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	46
6.1	Actividades principales.....	46
6.3	Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.	47
6.4	Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.....	47
6.5	Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor	47
8.	PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO.....	47
8.1	Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.	47
9.	ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO	48
9.2	Resultados de explotación.....	48
10.	RECURSOS FINANCIEROS.....	49
10.1	Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo.....	49
10.2	Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería.....	52
10.4	Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.....	52
10.5	Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.....	52
12.	INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS	53
12.1	Tendencias recientes más significativas.....	53
12.2	Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.....	53
13.	PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS	53
13.1	Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.....	53
13.2	Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.	53
13.3	Previsión o estimación de los beneficios.....	53
13.4	Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.....	54

14.	ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.....	54
14.1	Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo.	54
14.2	Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.....	64
16.	PRÁCTICAS DE GESTIÓN.....	69
16.1	Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.....	69
16.2	Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.	69
16.3	Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento.....	70
16.4	Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.....	71
17.	EMPLEADOS.....	72
17.2	Acciones y opciones de compra de acciones.....	72
18.	ACCIONISTAS PRINCIPALES.....	73
18.1	Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.	73
18.3	El control del emisor.....	73
18.4	Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.	73
19.	OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS.....	74
20.	INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.....	75
20.1	Información financiera histórica.....	75
20.2	Información financiera pro-forma.....	81
20.3	Estados financieros.....	81
20.4	Auditoría de la información financiera histórica anual.....	81
20.5	Edad de la información financiera más reciente.....	81
20.6	Información intermedia y demás información financiera.....	82
20.7	Política de dividendos.....	82
20.8	Procedimientos judiciales y de arbitraje.....	82
20.9	Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.....	83
21.	INFORMACIÓN ADICIONAL.....	83
21.1	Capital social.....	83
21.2	Estatutos y escritura de constitución.....	85
22.	CONTRATOS RELEVANTES.....	90
23.	INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.....	91
23.1	Declaraciones o informes atribuidos a expertos.....	91
23.2	Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.....	91
24.	DOCUMENTOS PARA CONSULTA.....	91
25.	INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES.....	92

- C) **CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2014.**
- D) **CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2013.**
- E) **INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2014 (INFORMACIÓN NO AUDITADA).**

I. FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta y que se incluyen a continuación. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o los resultados de Repsol.

Asimismo, futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol en el momento actual, también podrían afectar negativamente a los negocios, a los resultados o a la situación financiera de Repsol.

1. FACTORES DE RIESGO ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES DEL GRUPO REPSOL

Incertidumbre en el contexto económico actual

El crecimiento económico mundial aún se mantiene débil y más frágil de lo esperado. Pese a que las últimas previsiones¹ del Fondo Monetario Internacional (FMI) estiman una expansión global próxima al 3,5% en 2015 y 3,8% en 2016, las preocupaciones sobre un crecimiento económico bajo y desigual se mantienen. En la segunda mitad del 2014 los riesgos sobre el crecimiento habían aumentado, sin embargo, desde entonces las perspectivas han mejorado por el efecto de la caída del precio del petróleo, el fortalecimiento de dólar americano y la política monetaria expansiva de los bancos centrales de Japón y la Eurozona. A pesar del mejor ritmo de recuperación de la economía global se mantienen ciertas dudas sobre las economías emergentes.

La diferencia en la posición cíclica de las economías ha hecho que los bancos centrales sean divergentes en sus actuaciones y que marquen la pauta en el mercado cambiario. En primer lugar, están los que buscan combatir la baja inflación y estimular el crecimiento mediante la expansión de su balance. Este es el caso del Banco de Japón, al que se ha sumado el Banco Central Europeo (BCE) tras el inicio de la compra de bonos soberanos y corporativos, que se suma a otros programas que ya estaban en marcha por un total de 60 mil millones de euros mensuales hasta septiembre del 2016. En segundo lugar, están la Reserva Federal estadounidense (*Federal Reserve System* o FED) y el Banco de Inglaterra que han culminado sus programas de expansión monetaria, avalados por buenos datos macroeconómicos y ahora se plantean el momento oportuno para comenzar a subir los tipos de interés.

La sensibilidad del mercado a la decisión de la FED de subir los tipos es percibida como un factor de riesgo global. Sin embargo, en su última reunión (18 de marzo de 2015), el Comité de Mercado Abierto (FOMC)² modificó a la baja su previsión sobre la senda futura de tipos de interés debido a un deterioro en el sólido ritmo de crecimiento que llevaba la economía norteamericana. Esta decisión ha corregido parcialmente la fuerte apreciación del dólar americano que ha caracterizado los últimos seis meses.

Además de la reciente actuación de la FED, más de una docena de bancos centrales de economías desarrolladas y emergentes que reportan al Banco de Pagos Internacionales (BPI) han adoptado políticas monetarias más acomodaticias en los últimos tres meses con el objetivo de reforzar el crecimiento. Este hecho hace prever que no existirá una política monetaria restrictiva en los principales bancos centrales, al menos en la primera mitad del 2015, lo que facilitaría una reducción de la volatilidad en los mercados.

1 Fuente: FMI—World Economic Outlook abril 2015.

2 Organismo de la Reserva Federal que se encarga de fijar la política monetaria y de supervisar las operaciones de mercado abierto.

En este contexto, el fuerte desplome de los precios del petróleo en los últimos meses ha cambiado las perspectivas de crecimiento y de inflación. Si bien, por una parte, existe el riesgo de que algunos países exportadores de petróleo (incluido Rusia) atraviesen un periodo de bajo crecimiento que pueda derivar en una crisis de balanza de pagos; por otra parte, los países importadores van a crecer por encima de lo proyectado gracias a la transferencia de ingresos desde los exportadores. Asimismo, las economías emergentes se van a beneficiar más que las desarrolladas al ser más intensivas en el uso de energía. El FMI estima que una disminución del 40% en los precios del barril de crudo de junio de 2014 puede representar un 0,8% de crecimiento en la economía global en 2015 si existe un traspaso total a consumidores. No obstante, algunos expertos argumentan que no habrá un efecto tan positivo debido a las bajas tasas de interés y a la disminución de las presiones inflacionistas en la mayoría de los países.

A los riesgos geopolíticos latentes en Ucrania y Oriente Medio debemos sumar ahora Grecia. La posible escalada de tensión entre el nuevo gobierno heleno y sus socios europeos podría generar incertidumbre en los mercados. El desarrollo de eventos geopolíticos podría provocar impactos negativos en los mercados a través de un aumento de la volatilidad y un ajuste de los precios de los activos. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podría afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol.

En los últimos 10 años el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expiación o anulación de los derechos contractuales.

De manera análoga, las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes específicos sobre el beneficio y la producción, y en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera y los resultados operativos del Grupo.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos condicionantes podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos (gasoductos, oleoductos, etc.) podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la

adjudicación de bloques exploratorios, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica. En la Sección II.E)—“*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2014 (Información no auditada)*” incluida en el presente Documento de Registro, se incluye información sobre las reservas probadas del Grupo y su distribución por áreas geográficas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y los criterios establecidos por el sistema *Petroleum Reserves Management System* de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE). Para la estimación de las reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan: las actividades de desarrollo y operaciones, incluyendo la perforación de pozos, las pruebas de producción y estudios. Tras la fecha de la estimación, los resultados de las actividades pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja, en función de la calidad de los datos técnicos y económicos, y su interpretación y valoración. Asimismo, el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación dependen significativamente de la tecnología y la habilidad para implementarla.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o el resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de su estrategia, Repsol puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable. Además, las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de *due diligence*, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida.

El 15 de diciembre de 2014 Repsol, S.A. suscribió un acuerdo para la adquisición del 100% del capital de Talisman Energy Inc. (“**Talisman**”), compañía canadiense dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas. No puede asegurarse que la adquisición vaya a completarse con éxito y aunque así fuera, como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de dicha adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios. Para más información, véase epígrafe 5.2.3 del presente Documento de Registro.

Los resultados de Talisman en los dos últimos ejercicios han sido negativos, principalmente como consecuencia del saneamiento de sus activos y de la provisión de costes futuros, incluidos los correspondientes a sus *Joint Ventures*. Por otra parte, sus negocios están sujetos a los riesgos propios de las actividades petroleras y a otros particulares, tal y como consta en la información financiera pública de la compañía (disponible en www.talisman-energy.com), e incluso podrían existir riesgos todavía desconocidos (por ejemplo, fiscales, legales o medioambientales...). De materializarse alguno de los riesgos indicados una vez que se haya producido la toma de control de Talisman, se podría producir un impacto negativo en las operaciones, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente.

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones

que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, el Grupo ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

El Grupo dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países que en el caso de que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas están vinculados, implicaría que Repsol no sería capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Los riesgos mencionados anteriormente podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo.

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos, y requiere del Grupo Repsol una atención y esfuerzo continuados en la mejora de la eficiencia y reducción de los costes unitarios, sin que se produzcan mermas en la seguridad de las operaciones ni en la gestión de los restantes riesgos estratégicos, operacionales y financieros.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que Repsol tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Las actividades de Repsol podrían verse afectadas por sanciones gubernamentales

La Unión Europea, sus Estados Miembros, el gobierno de los EE.UU. y otros países, así como las Naciones Unidas, imponen sanciones económicas y embargos comerciales a ciertos países como consecuencia de sus respectivas políticas exteriores y objetivos de seguridad. Estas sanciones económicas y embargos imponen restricciones a las actividades u operaciones con ciertos países, gobiernos, entidades o individuos objeto de las correspondientes sanciones.

A pesar de que Repsol no ha sido sancionada ni ha participado, ni prevé participar en actividades que pudiesen suponer el incumplimiento de algún régimen de sanciones que le pudiera resultar aplicable, no puede asegurarse que en un futuro las actividades de Repsol no vayan a verse afectadas por sanciones, lo cual podría afectar negativamente a la situación financiera, los negocios o los resultados de explotación de Repsol.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones.

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de Repsol y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas económicas y/o materiales en el futuro por esta causa.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados pueden dañar la reputación del Grupo Repsol.

La Norma de Ética y Conducta de Repsol, de obligado cumplimiento para todos los empleados del Grupo con independencia de su ubicación geográfica, área de actividad o nivel profesional, establece las pautas generales que deben regir la conducta en Repsol y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad a la empresa, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos por el Grupo. Los diversos modelos de cumplimiento y control de Repsol incluyen controles orientados a prevenir, detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la Norma de Ética y Conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a Repsol, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

2. RIESGOS FINANCIEROS

En la Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” y en la Nota 18—“*Operaciones con derivados*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se analiza la exposición a los riesgos financieros y se incluyen detalles sobre los mismos y las operaciones de cobertura.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

A 31 de diciembre de 2014, Repsol mantenía recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubrían el 70% de la totalidad de su deuda bruta (83% de la misma incluyendo los 1.504 millones de euros en depósitos con disponibilidad inmediata). El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.312 y 3.123³ millones de euros a 31 de diciembre 2014 y 2013, respectivamente.

En el caso de que en el futuro Repsol no fuese capaz de atender sus necesidades de liquidez o tuviese que incurrir en unos costes elevados para afrontarlas, podría producirse un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 4.459 y 4.343³ millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014 y 2013. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de la solvencia de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales. Eventuales incumplimientos de las obligaciones de pago por parte de los clientes y contrapartes de Repsol, en el tiempo y forma pactados, podrían ocasionar un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

³ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (véase epígrafe 20.1 del presente Documento de Registro).

Riesgos de Mercado

El Grupo Repsol está expuesto a diversos tipos de riesgo de mercado: de tipo de cambio, de precio de materias primas, de tipo de interés y de calificación crediticia, que se describen a continuación:

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de Repsol, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos de efectivo procedentes de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.
- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.
- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Aunque, cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que se han identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables, estos mecanismos de cobertura son limitados y, por tanto, podrían en algún caso ser insuficientes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 2013, de la apreciación o depreciación del euro frente al dólar se detalla a continuación:

VARIACIÓN DEL TIPO DE CAMBIO DEL EURO FRENTE AL DÓLAR	Apreciación(+)/ depreciación(-) en el tipo de cambio	2014	2013 ⁽¹⁾
	(%)	(millones €)	
	+5	4,8	(46,2)
Efecto en el resultado después de impuestos	-5	(5,3)	51,1
	+5	71,8	(195,5)
Efecto en el patrimonio neto	-5	(79,4)	216,1

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (véase epígrafe 20.1 del presente Documento de Registro).

En la Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” y en la Nota 18—“*Operaciones con derivados*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de precio de materias primas (commodities): Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo “*Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol*” y “*Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*”). Por tanto, cambios en el precio del petróleo, del gas natural o de sus derivados podrían ocasionar un efecto adverso en los negocios del Grupo Repsol, sus resultados y su situación financiera.

En particular, respecto de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, a 31 de diciembre de 2014 y 2013, un aumento o disminución a dicha fecha del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto sobre estos las siguientes variaciones en el resultado neto:

VARIACIONES EN EL RESULTADO NETO	Aumento(+)/ disminución(-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	2014	2013 ⁽¹⁾
	(%)	(millones €)	(millones €)
	+10	(26,5)	(7,2)
Efecto en el resultado después de impuestos	-10	26,5	7,2

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11.

En la Nota 18—“*Operaciones con derivados*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

Aunque, cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables, cambios en las tasas de interés podrían tener un efecto adverso en los negocios, resultado y posición financiera del Grupo.

El cuadro siguiente detalla la sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 2013, de la variación de los tipos de interés:

SENSIBILIDAD DEL RESULTADO NETO Y DEL PATRIMONIO	Incremento(+)/ descenso(-) en el tipo de interés	2014	2013 ⁽¹⁾
	(puntos básicos)	(millones €)	(millones €)
	+50	4,4	8,1
Efecto en el resultado después de impuestos	-50	(4,4)	(8,1)
	+50	61,3	13,6
Efecto en el patrimonio neto	-50	(65,1)	(14,5)

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11.

En la Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” y en la Nota 18—“*Operaciones con derivados*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluyen

detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

A la fecha del presente Documento de Registro, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de *rating* son las siguientes:

<u>PLAZO</u>	<u>STANDARD & POOR'S</u>	<u>MOODY'S</u>	<u>FITCH RATINGS</u>
Largo.....	BBB-	Baa2	BBB
Corto	A-3	P-2	F-3
Perspectiva	Estable	Negativa	Estable
Fecha de la última revisión	18 de diciembre de 2014	19 de diciembre 2014	22 de diciembre de 2014

Estas calificaciones son actualizadas periódicamente y pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

II. DOCUMENTO DE REGISTRO

Con el fin de cumplir con los requisitos de información relativos al documento de registro (el “**Documento de Registro**”), de conformidad con el Anexo I del *Reglamento (CE) n.º 809/2004, de la Comisión de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos así como al formato, la incorporación por referencia, la publicación de dichos folletos y la difusión de publicidad* (el “**Reglamento 809/2004**”), y al amparo del artículo 19.2 del *Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos* (el “**RD 1310/2005**”), el Documento de Registro se presenta de la siguiente manera:

- A) Tabla de equivalencia;
- B) Anexo I del Reglamento 809/2004;
- C) Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2014⁴;
- D) Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2013⁵; y
- E) Información de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2014 (*Información no auditada*).

Las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013, han sido verificadas por el auditor externo de la Sociedad y, junto con los correspondientes informes de auditoría, han sido depositadas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la “**CNMV**”).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la *Orden EHA/3537/2005, de 10 de noviembre, por la que se desarrolla el artículo 27.4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores* (la “**Orden EHA/3537/2005**”), se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes publicados en la página web de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 25 de febrero de 2015 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2014) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

En el presente Documento de Registro, los términos “**Repsol**”, el “**Grupo Repsol**” o el “**Grupo**” se refieren a Repsol, S.A. y a las sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, salvo que expresamente se indique lo contrario.

En el presente Documento de Registro, los términos “**dólares**” o “**USD**” se refieren a dólares de los Estados Unidos de América (“**Estados Unidos**” o “**EE.UU.**”).

En el presente Documento de Registro, el término “**no auditado**” en el encabezamiento de algunas tablas indica que los datos desglosados en las mismas no han sido auditados, ni revisados, ni objeto de ningún informe elaborado por un auditor independiente.

4 Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información financiera de 2014 comparada con respecto a la de 2013. Esta información de 2013 ha sido re-expresada con respecto a la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013, a efectos comparativos, como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 (“*Acuerdos Conjuntos*”).

5 Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información financiera de 2013 comparada con respecto a la de 2012. Esta información de 2012 ha sido re-expresada con respecto a la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL.

A) TABLA DE EQUIVALENCIA

De conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, la siguiente tabla⁽¹⁾ recoge la equivalencia entre (i) los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 y (ii) las Cuentas Anuales consolidadas y el Informe de Gestión (cuyo anexo IV incorpora el Informe Anual de Gobierno Corporativo) consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
1. PERSONAS RESPONSABLES		
1.1 Identificación de las personas responsables	—	—
1.2 Declaración de los responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.	—	—
2. AUDITORES DE CUENTAS		
2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas	—	—
2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas.	—	—
3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA		
3.1 Información financiera histórica seleccionada	—	—
3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios.	—	N/A
4. FACTORES DE RIESGO^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Informe de Gestión: apartado 8.2 “Factores de riesgo” 	N/A

(1) A lo largo de la tabla de equivalencia:

- El símbolo “(*)” significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se incluye parcialmente en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2014 y/o 2013; dicha información se complementa, modifica y/o actualiza con la información incluida en el correspondiente epígrafe de la Sección II B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo “—” significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 no se incluye en las Cuentas Anuales consolidadas o en el Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2014 y/o 2013. Dicha información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo “N/A” en 2013 significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se recoge actualizada en (i) las Cuentas Anuales Consolidadas y/o en el Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014; y/o (ii) en el correspondiente epígrafe del presente Documento de Registro y, por tanto, no resulta aplicable la información recogida en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes al ejercicio 2013.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR		
5.1 Historial y evolución del emisor		
5.1.1 <i>Nombre legal y comercial^(*)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general 	N/A
5.1.2 <i>Lugar y número de registro</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general 	N/A
5.1.3 <i>Fecha de constitución y período de actividad</i>	—	N/A
5.1.4 <i>Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social^(*).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general • Anexo III: Marco regulatorio 	N/A
5.1.5 <i>Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor</i>	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
5.2 Inversiones		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Información por segmentos • Nota 6: Fondo de comercio • Nota 7: Otro inmovilizado intangible • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 11: Activos financieros • Nota 29.2: Compromisos contractuales • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014 • Informe de Gestión: apartado 1.5 “Principales magnitudes e indicadores del periodo” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” • Informe de Gestión: apartado 6.4 “Investigación, desarrollo e innovación” • Informe de gestión: Anexo II “Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIF adoptados por la Unión Europea” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Fondo de comercio • Nota 6: Otro inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones inmobiliarias • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 11: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 29: Información por segmentos • Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control • Nota 35: Información sobre medio ambiente • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios”

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
5.2.2 <i>Descripción de las principales inversiones actualmente en curso^(*).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” 	N/A
5.2.3 <i>Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes^(*).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 29: Contingencias, Compromisos y Garantías • Nota 33: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 1.3 “<i>Adquisición de Talisman Energy</i>” • Informe de Gestión: apartado 2.6 “<i>Estrategia</i>” • Informe de Gestión: apartado 7.2 “<i>Evolución previsible de los negocios</i>” 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
5.3 Desinversiones	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4: Cambios en la composición del grupo • Nota 6: Fondo de Comercio • Nota 7: Otro inmovilizado intangible • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 10: Activos no Corrientes Mantenedos para la venta • Nota 15: Provisiones corrientes y no corrientes • Nota 25: Resultado de operaciones interrumpidas • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014 • Informe de gestión: apartado 1 <i>“Principales acontecimientos del periodo”</i> • Informe de gestión: apartado 4 <i>“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”</i> • Informe de gestión: apartado 5 <i>“El desempeño de nuestros negocios”</i> • Informe de gestión: Anexo II <i>“Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIIF adoptados por la Unión Europea”</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Fondo de Comercio • Nota 6: Otro inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones inmobiliarias • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 10: Activos no Corrientes Mantenedos para la venta • Nota 11: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 16: Provisiones corrientes y no corrientes • Nota 27: Resultado de operaciones interrumpidas • Nota 31: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades • Nota 37: Hechos posteriores • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 • Informe de gestión: apartado 4 <i>“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”</i> • Informe de gestión: apartado 5 <i>“El desempeño de nuestros negocios”</i>

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO		
6.1 Actividades principales		
6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general • Nota 5: Información por segmentos • Informe de Gestión: apartado 2.2 “Modelo de negocio” • Informe de Gestión: apartado 2.6 “Estrategia” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: apartado 2.5 “Nuestra Estrategia” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios”
6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 2.6 “Estrategia” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” • Informe de Gestión: apartado 7.2 “Evolución previsible de los negocios” 	N/A
6.2 Mercados principales	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Información por segmentos • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación • Informe de Gestión: apartado 2.3— “Mercados en los que operamos” • Informe de Gestión: apartado 5— “El desempeño de nuestros negocios” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 25: Ingresos y gastos de explotación • Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: apartado 2.3— “Mercados en los que operamos” • Informe de Gestión: apartado 5— “El desempeño de nuestros negocios”
6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 3— “Entorno macroeconómico” • Informe de Gestión: apartado 4— “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas” • Informe de Gestión: apartado 5.1— “Upstream” 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.	—	—
6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor.	—	—
7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA		
7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 2.4— “Estructura societaria” 	N/A
7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor.	<ul style="list-style-type: none"> • Anexo I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2014 • Informe de Gestión: apartado 2.4— “Estructura societaria” 	N/A
8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO		
8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 8: Inmovilizado material • Anexo IV (8): Inmovilizado material 	N/A
8.2 Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 6.2— “Seguridad y Medioambiente” • Informe de Gestión: apartado 8.2—“Factores de Riesgo” 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión 2014	Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión 2013
9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO		
9.1 Situación financiera	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 33 • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: apartado 4— “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” • Informe de Gestión: apartado 5— “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>”
9.2 Resultados de explotación		
9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 3— “<i>Entorno macroeconómico</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” 	N/A
9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 25: Ingresos y gastos de explotación

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
<p>9.2.3 <i>Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor^(*).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4.1: Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A. • Nota 21: Situación fiscal • Nota 29.1: Contingencias legales o arbitrales • Anexo III: Marco regulatorio • Informe de Gestión: apartado 3 “<i>Entorno macroeconómico</i>” • Informe de Gestión: apartado 5.1— “<i>Upstream</i>” • Informe de Gestión: apartado 6.3 “<i>Fiscalidad</i>” • Informe de Gestión: apartado 7 “<i>Evolución previsible</i>” • Informe de Gestión: apartado 8 “<i>Gestión del riesgo</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4: Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. • Nota 23: Situación fiscal • Nota 37: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 2.6 “<i>Gestión del riesgo</i>” • Informe de Gestión: apartado 3 “<i>Entorno macroeconómico</i>” • Informe de Gestión: apartado 6.3 “<i>Fiscalidad</i>” • Informe de Gestión: apartado 7 “<i>Perspectivas y evolución previsible</i>”

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
10. RECURSOS FINANCIEROS		
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 11: Activos financieros • Nota 14: Patrimonio neto • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 18: Operaciones con derivados • Nota 19: Otros pasivos no corrientes • Nota 20: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 24: Ingresos y gastos financieros • Nota 26: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 1— <i>“Principales acontecimientos del periodo”</i> • Informe de Gestión: apartado 4— <i>“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 11: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 14: Patrimonio neto • Nota 18: Pasivos financieros • Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 20: Operaciones con derivados • Nota 21: Otros pasivos no corrientes • Nota 22: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 26: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4— <i>“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”</i>

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Cambios en la composición del Grupo • Nota 11: Activos financieros • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación • Nota 24: Ingresos y gastos financieros • Nota 26: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4— <i>“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 11: Activos financieros • Nota 18: Pasivos financieros • Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 25: Ingresos y gastos de explotación • Nota 26: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 31: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades
10.3 Condiciones de los préstamos y estructura de financiación.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 18: Operaciones con derivados 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 18: Pasivos financieros • Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 20: Operaciones con derivados
10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1 ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Cambios en la composición del Grupo • Nota 11: Activos financieros • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación • Nota 24: Ingresos y gastos financieros • Nota 26: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4—<i>“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 11: Activos financieros • Nota 18: Pasivos financieros • Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 25: Ingresos y gastos de explotación • Nota 26: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 31: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades
11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS.	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 6.4—<i>“Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)”</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 6.4—<i>“I+D+i”</i>
12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS		
12.1 Tendencias recientes más significativas ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 3—<i>“Entorno macroeconómico”</i> 	N/A
12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 29: Contingencias, Compromisos y Garantías • Nota 33: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 3—<i>“Entorno macroeconómico”</i> • Informe de Gestión: apartado 5—<i>“El desempeño de nuestros negocios”</i> • Informe de Gestión: apartado 7—<i>“Evolución previsible”</i> 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS		
13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.	—	—
13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.	—	—
13.3 Previsión o estimación de los beneficios	—	—
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.	—	—
14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.		
14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión— apartado 2.5 “<i>Gobierno Corporativo</i>” • Informe de Gestión— Anexo IV (Informe anual de gobierno corporativo): Apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16, C.1.17 	N/A
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.19, C.1.23 y D.6 	N/A
15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS		
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 23: Obligaciones con el personal • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, H.5 y H.6 	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 23: Obligaciones con el personal • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, H.5 y H.6 	N/A
16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN		
16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.	—	N/A
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C.1.45 • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo 	N/A
16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C.2 	N/A
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado G 	N/A
17. EMPLEADOS		
17.1 Número de empleados y desglose	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 31: Plantilla • Informe de Gestión: apartado 6.1— “Personas” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 25: Ingresos y Gastos de Explotación • Informe de Gestión: apartado 6.1— “Personas”

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 23: Obligaciones con el personal, Apartado d).i) Plan de fidelización • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.3 	N/A
17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 23: Obligaciones con el personal, Apartado d) i) Plan de fidelización y de adquisición de acciones 	N/A
18. ACCIONISTAS PRINCIPALES		
18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas ^(*) .	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.2 y H.3.3 	N/A
18.2 Explicación de si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto.	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A 	N/A
18.3 El control del emisor	—	N/A
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.	—	N/A
19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 27: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, D.2, D.3, D.4, H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 32: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 33: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, D.2, D.3, D.4, H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.		
20.1 Información financiera histórica auditada ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 33 • Anexos I, Ib, II, III, IV y V 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Anexos I, Ib, II y III
20.2 Información financiera pro-forma	—	—
20.3 Estados financieros	—	—
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual.		
20.4.1 <i>Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica.</i>	—	—
20.4.2 <i>Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.</i>	—	—
20.4.3 <i>Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.</i>	—	—
20.5 Edad de la información financiera más reciente	—	—
20.6 Información intermedia y demás información financiera.	—	N/A
20.6.1 <i>Información financiera intermedia</i>	N/A	N/A
20.6.2 <i>Información financiera intermedia adicional</i>	N/A	N/A
20.7 Política de dividendos		
20.7.1 <i>Importe de los dividendos por acción en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica^(*).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 14: Patrimonio Neto • Informe de Gestión: apartado 4— “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 14: Patrimonio Neto • Informe de Gestión: apartado 4— “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 3: Estimaciones y juicios contables • Nota 21: Situación Fiscal • Nota 29: Contingencias, Compromisos y Garantías 	N/A
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.	—	N/A
21. INFORMACIÓN ADICIONAL		
21.1 Capital social		
21.1.1 <i>Importe del capital emitido^(*)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.1 	N/A
21.1.2 <i>Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.</i>	—	N/A
21.1.3 <i>Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales^(*).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.8 y A.9 	N/A
21.1.4 <i>Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.</i>	—	N/A
21.1.5 <i>Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.</i>	—	N/A
21.1.6 <i>Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.</i>	—	N/A
21.1.7 <i>Evolución del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 14: Patrimonio neto 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 14: Patrimonio neto
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 <i>Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.</i>	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
21.2.2 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión^(*).</i>	<ul style="list-style-type: none"> Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C 	N/A
21.2.3 <i>Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes.</i>	<ul style="list-style-type: none"> Nota 14: Patrimonio Neto Anexo III: Marco regulatorio Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10 	N/A
21.2.4 <i>Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.</i>	—	N/A
21.2.5 <i>Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.</i>	—	N/A
21.2.6 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor.</i>	<ul style="list-style-type: none"> Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10, A11 	N/A
21.2.7 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.</i>	—	N/A
21.2.8 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.</i>	<ul style="list-style-type: none"> Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10 y Apartado B.3 	N/A
22. CONTRATOS RELEVANTES	—	—
23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.		
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos.	—	—
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.	—	—
24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA	—	—

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013
25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Anexo I Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2014 	N/A

B) ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004

(Incluye o completa la información de los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 no recogida en las Cuentas Anuales consolidadas ni en el Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013, o actualiza, en su caso, la información recogida en dichos documentos)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Identificación de las personas responsables

D. Miguel Martínez San Martín, en nombre y representación de Repsol, en su condición de Director General Económico Financiero (CFO), y en ejercicio de las facultades generales que le fueron conferidas en virtud de escritura pública de poder otorgada el 5 de julio de 2011 ante el Notario de Madrid D. Martín María Recarte Casanova, e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, asume la responsabilidad por el contenido del presente Documento de Registro.

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.

D. Miguel Martínez San Martín, como responsable del presente Documento de Registro, declara que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el mismo es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

2. AUDITORES DE CUENTAS

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. así como las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (“Deloitte”) sin salvedades.

Deloitte está domiciliada en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, número 1, con NIF B-79104469 y nº S0692 de inscripción en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC).

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas

Deloitte no ha renunciado ni ha sido apartado de sus funciones como auditor de cuentas durante el periodo cubierto por la información financiera histórica para el que fue nombrado auditor.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2014, 2013 y 2012 han sido preparadas a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas, y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (las “NIIF-UE”) a 31 de diciembre de dichos ejercicios. La información financiera histórica consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios 2014, 2013 y 2012 ha quedado incorporada en el presente Documento de Registro de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A).

Como consecuencia de la aplicación, a partir de 2014, de la NIIF 11 (“Acuerdos Conjuntos”), el balance de situación consolidado auditado a 31 de diciembre de 2013 y 1 de enero de 2013 han sido re-expresados con el fin de que puedan ser comparables con los del ejercicio 2014.

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada auditada a 31 de diciembre de 2013 ha sido re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2014, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2013 como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11.

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada auditada a 31 de diciembre de 2012 fue re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2013, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012 para clasificar las operaciones afectadas por la venta de parte de los activos y negocios del GNL en los epígrafes correspondientes a operaciones interrumpidas.

Balance de situación consolidado seleccionado

A continuación se incluye el balance de situación consolidado de Repsol a 31 de diciembre de 2014 y 2013, y a 1 de enero de 2013.

	31/12/2014		31/12/2013 ⁽¹⁾		01/01/2013 ⁽¹⁾⁽²⁾
	(millones €)	Var. 14-13	(millones €)	Variación	(millones €)
BALANCE CONSOLIDADO (Según NIIF-UE)	Auditado	(%)	No auditado	(%)	No auditado
ACTIVO					
Activo no corriente.....	34.848	(7,74)	37.771	(6,27)	40.299
Activo corriente.....	17.041	(4,13)	17.776	19,10	14.925
Total activo	51.889	(6,59)	55.547	0,58	55.224
PATRIMONIO NETO	28.154	2,56	27.450	1,72	26.987
PASIVO					
Pasivo no corriente.....	13.492	(8,35)	14.721	(6,50)	15.744
Pasivo corriente.....	10.243	(23,42)	13.376	7,07	12.493
Total patrimonio neto y pasivo.....	51.889	(6,59)	55.547	0,58	55.224

(1) La información financiera seleccionada incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (véase epígrafe 20.1 del presente Documento de Registro).

(2) De acuerdo a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, y como consecuencia de la aplicación de la NIIF11 se presenta el balance de situación re-expresado a 1 de enero de 2013.

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada

A continuación se incluye la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA (Según NIIF-UE)	31/12/2014		31/12/2013 ⁽¹⁾		31/12/2012 ⁽²⁾	
	(millones €)	Var. 14-13	(millones €)	Var. 13-12	(millones €)	
	Auditado	(%)	No auditado	(%)	No auditado	
Ingresos de explotación.....	47.292	(0,08)	47.330	(18,19)	57.852	
Gastos de explotación.....	47.214	1,82	46.371	(14,42)	54.186	
Resultado de explotación.....	78	(91,87)	959	73,84	3.666	
Resultado financiero.....	152	(131,54)	(482)	40,49	(810)	
Resultado antes de impuestos.....	1.122	(12,48)	1.282	55,84	2.903	
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	976	14,69	851	43,15	1.497	
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones continuadas.....	1.015	15,47	879	38,19	1.422	
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos.....	597	(187,28)	(684)	(191,57)	747	
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas.....	597	(187,28)	(684)	(207,21)	638	
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	1.612	726,67	195	(90,53)	2.060	
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros).....	1,17	735,71	0,14 ⁽³⁾	(91,46)	1,64 ⁽³⁾	

(1) La información financiera seleccionada a 31 de diciembre de 2013 coincide con la incluida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2014. Esta información financiera de 2013 fue re-expresada como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11.

(2) La información financiera seleccionada a 31 de diciembre de 2012 coincide con la incluida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013. Esta información financiera de 2012 fue re-expresada como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31—“Desinversiones” y en la Nota 2.1.2—“Comparación de la información” de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2013. y difiere de la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012. No incluye modificaciones en relación con la aplicación de la NIIF 11 a partir del 1 de enero de 2014.

(3) El cálculo del beneficio por acción a 31 de diciembre de 2013 y 2012 coincide con el correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012 (re-expresados) incluidos en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2014 y difiere del contenido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado “Repsol Dividendo Flexible” descrito en la Nota 14—“Patrimonio Neto” y en la Nota 2—“Bases de presentación” de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2014 y 2013.

Principales magnitudes y ratios financieros

En el ejercicio 2014, el Grupo Repsol decidió, atendiendo a la realidad de los negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, presentar su información de gestión de acuerdo a un nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5—“Información por segmentos” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

Las magnitudes y ratios financieros, salvo que se indique expresamente lo contrario, han sido preparada de acuerdo a dicho modelo y se han extraído del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014, que incluye reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE. Las magnitudes y ratios financieros correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido en su caso, modificadas, a efectos comparativos respecto a las contenidas en el Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013. Dichas magnitudes y ratios no han sido re-expresados para el ejercicio 2012 y, por tanto, no son comparables con la información correspondiente a los ejercicios 2014 y 2013.

PRINCIPALES MAGNITUDES Y RATIOS FINANCIEROS	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012 ⁽⁶⁾
	No auditado		
EBITDA ⁽¹⁾	3.800	3.968	6.956
EBITDA ⁽¹⁾ /(Deuda financiera neta) (x veces)	2,0	0,7	0,6
Deuda financiera neta/capital empleado total ⁽²⁾ (%).....	6,4	16,3	30,6
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽³⁾ (%).....	4,4	5,5	7,8
Cotización al cierre del ejercicio ⁽⁴⁾ (euros).....	15,5	18,3	15,3
PER ⁽⁵⁾	13,2	122,1	9,3

(1) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros).

(2) Deuda financiera neta/capital empleado total se corresponde con la deuda neta/(patrimonio neto + deuda neta al final del periodo). En 2013 incluía el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas, que a 31 de diciembre de 2014 ha sido dado de baja como consecuencia de la monetización de la compensación del 51% del capital de YPF.

(3) ROACE: (resultado operativo MIFO recurrente después de impuestos + resultados participadas recurrente)/(capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas).

(4) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(5) PER es el precio de cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante según NIIF-UE.

(6) Magnitudes y ratios calculados considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios del GNL objeto de venta en 2013 formaban parte de los resultados de operaciones continuadas y coinciden con las incluidas en el Informe de Gestión consolidado del Grupo del ejercicio 2013. Esta información no es comparativa respecto a los ejercicios 2014 y 2013.

3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios

No procede. A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no ha publicado información financiera intermedia.

4. FACTORES DE RIESGO

En la Sección I del presente Documento de Registro se encuentran recogidos los factores de riesgo relativos a las operaciones del Grupo Repsol así como los riesgos financieros. Dicha información complementa y/o actualiza la recogida en la Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y en el apartado 8.2 “*Factores de riesgo*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historial y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—“*Información general*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)). No obstante, dicha información se complementa con la información que se incluye a continuación: en el ámbito comercial, Repsol, S.A. se denomina “Repsol”.

5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad

Repsol, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó el 12 de noviembre de 1986. De conformidad con lo establecido en el artículo 4 de sus Estatutos Sociales, la duración de Repsol, S.A. es indefinida.

5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—“*Información general*” y en el Anexo III—“*Marco Regulatorio*” de las Cuentas Anuales consolidadas de 2014, incluidas en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Dicha información se complementa con lo que se presenta a continuación:

Repsol, S.A. fue constituida en España y el número de teléfono de su domicilio social es el (+34) 917 538 000.

5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor

Repsol, S.A. comenzó a operar en octubre de 1987 tras un proceso de reorganización de los negocios de gas y petróleo que hasta entonces eran propiedad del Instituto Nacional de Hidrocarburos (“**INH**”), una entidad de Derecho público española que operaba como entidad holding de los negocios de gas y petróleo propiedad del Gobierno español.

A continuación se recogen los acontecimientos más importantes en la historia de Repsol:

- En 1986 se constituye la sociedad Repsol, S.A. y en 1987 el INH inicia el proceso de reorganización de sus participaciones accionariales en el sector petrolero español.
- En 1989 las acciones de Repsol, S.A. comienzan a cotizar en las bolsas españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y, a través de *American Depositary Shares* (ADS), en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*). Se inicia así el proceso de privatización de Repsol.
- Tras las ofertas públicas de venta de acciones de Repsol, S.A. realizadas entre 1996 y 1997 por la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), se culmina la privatización de Repsol, S.A.
- Entre 1999 y 2000, y como punto culminante de su expansión internacional, Repsol, S.A. adquiere el 99% de YPF S.A., la compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector, por un coste total de 14.298 millones de euros. Ese mismo año, las acciones de Repsol, S.A. empiezan a cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y, en el año 2000, la sociedad cambia su denominación por Repsol YPF, S.A. En el año 2008, Repsol acuerda con el grupo Petersen la venta del 14,9% de YPF y el otorgamiento de dos opciones de compra, ejercitables en un plazo de 4 años, por una participación adicional total del 10,1% del capital de YPF, las cuales fueron ejercitadas, la última durante 2011.
- Durante los meses de febrero y marzo de 2011, Repsol solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus ADS de la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*) y del registro en la *U.S. Securities and Exchange Commission*. El 4 de marzo de 2011 fue el último día de cotización de los citados títulos en la Bolsa de Nueva York. La exclusión del registro en la SEC y la consecuente terminación definitiva de las obligaciones de información de Repsol con dicho organismo devino efectiva en junio de 2011. Repsol mantiene en vigor su Programa de ADS, los cuáles comenzaron a cotizar en el mercado “OTCQX” el 9 de marzo de 2011.
- El 7 de mayo de 2012, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación el 51% de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A., tras la correspondiente tramitación parlamentaria y publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina de la Ley de Expropiación, con entrada en vigor ese mismo día.
- El 31 de mayo de 2012, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A. En esa misma fecha, el Consejo de Administración aprobó el traslado de su domicilio social a la Calle Méndez Álvaro, 44, de Madrid.

- El 26 de febrero de 2013, Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de sus activos y negocios del GNL. Dicha venta se concluyó en 3 transacciones distintas en los meses de octubre de 2013, diciembre de 2013 y enero de 2014.
- El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó la firma de un acuerdo con la República Argentina, denominado “Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación” (el “**Convenio**”), con el que se pretendía poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El Convenio se suscribió el 27 de febrero de 2014 por Repsol, S.A., Repsol Capital, S.L. y Repsol Butano, S.A., de una parte, y por la República Argentina, fecha en la que simultáneamente Repsol, de un lado, e YPF e YPF Gas, de otro, firmaron un acuerdo (Convenio de Finiquito) por el que, principalmente, se acordó entre las partes el desistimiento de los procedimientos en curso, así como renunciaciones e indemnidades mutuas entre Repsol, YPF S.A. e YPF Gas S.A. que incluían, entre otras, aquellas vinculadas a la gestión de Repsol en YPF, y otras cuestiones relacionadas, todo ello sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconoció una deuda, en firme, a Repsol de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la expropiación de las acciones expropiadas. Para el pago de esta compensación, la República Argentina entregaría a Repsol títulos de deuda pública argentina en dólares (“**Títulos Públicos**”).

El 8 de mayo, Repsol y la República Argentina verificaron el cumplimiento de las condiciones suspensivas previstas en el Convenio y realizaron el resto de actuaciones a las que quedaba sujeta su eficacia y entrada en vigor. Como consecuencia de lo anterior, la República Argentina entregó a Repsol una cartera de Títulos Públicos con valor nominal total de 5.317 millones de dólares.

El 9, 13 y 22 de mayo de 2014, respectivamente, Repsol formalizó con JP Morgan Securities varias operaciones de venta de la totalidad de la cartera de los Títulos Públicos entregados por la República Argentina por un precio de 4.997 millones de dólares. Con estas ventas quedó extinguida la deuda reconocida por la República Argentina.

Adicionalmente, Repsol también vendió prácticamente todas sus acciones en el capital social de YPF, S.A. que no habían sido expropiadas. El 6 de mayo de 2014, Repsol vendió a Morgan Stanley & Co LLC el 11,86% del capital social de YPF S.A. por importe de 1.255 millones de dólares y el 12 de mayo de 2014, Repsol vendió el 0,48% del capital social de YPF S.A. a JMB Capital Partners Master Fund, L.P. y a Scoggin International Fund Ltd. A la fecha del presente Documento de Registro, la participación de Repsol en YPF, S.A. es inferior al 0,001%.

- El 15 de diciembre de 2014, y tras la aprobación por unanimidad de sus respectivos Consejos de Administración, Repsol, S.A. y Talisman suscribieron un acuerdo (*Arrangement Agreement*) para la adquisición por Repsol del 100% de sus acciones ordinarias y acciones preferentes. El importe total de la operación asciende a 8.300 millones de dólares más la asunción de la deuda de Talisman que, a la fecha del acuerdo, ascendía aproximadamente a 4.700 millones de dólares.

El 18 de febrero de 2015, previa aprobación provisional (*Interim Order*) por el tribunal competente (el Tribunal Superior de Alberta, en Canadá - *Court of Queen’s Bench of Alberta*), se celebró la Junta General de Accionistas de Talisman en la que los accionistas aprobaron la operación con el voto favorable de 99,4% y 99,8%, respectivamente, de las acciones ordinarias y de las acciones preferentes presentes o representadas en la reunión y, por tanto, con una mayoría muy superior a la exigida por el tribunal (un 66,6%). El 20 de febrero de 2015, el mismo tribunal ha resuelto aprobar definitivamente el *Plan of Arrangement*, emitiendo la correspondiente *Final Order*.

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C): Nota 5—“*Información por segmentos*”; Nota 6—“*Fondo de comercio*”; Nota 7—“*Otro inmovilizado intangible*”; Nota 8—“*Inmovilizado material*”; Nota 9—“*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”; Nota 11—“*Activos financieros*”; Nota 29.2—“*Compromisos contractuales*”; Nota 30—“*Información sobre medio ambiente*” y Anexo I(b)—“*Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014*”; así como en el apartado 1.5 “*Principales magnitudes e indicadores del periodo*”, en el apartado 5 “*El desempeño de nuestros negocios*”, en el apartado 6.4 “*Investigación, desarrollo e innovación*” y en el Anexo II “*Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIIF adoptados por la Unión Europea*” del Informe de Gestión consolidado del Grupo Repsol del ejercicio 2014; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.D): Nota 5—“*Fondo de comercio*”; Nota 6—“*Otro inmovilizado intangible*”; Nota 7—“*Inmovilizado material*”; Nota 8—“*Inversiones inmobiliarias*”; Nota 9—“*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”; Nota 11—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*”; Nota 29—“*Información por segmentos*”; Nota 30—“*Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control*”; Nota 35—“*Información sobre medio ambiente*” y Anexo I(b)—“*Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013*”, así como en el apartado 5 “*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado del Grupo Repsol del ejercicio 2013.

Desde el 31 de diciembre de 2014, fecha de los últimos estados financieros históricos publicados por Repsol, hasta la fecha del presente Documento de Registro, no se han realizado inversiones significativas por el Grupo Repsol.

5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 8—“*Inmovilizado material*” y en la Nota 30—“*Información sobre medio ambiente*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C), así como en el apartado 5 “*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014. Dicha información se complementa y/o actualiza con lo que se presenta a continuación.

A 31 de diciembre de 2014, el Grupo tenía registrado como inmovilizado material un importe de 17.141 millones de euros (774, 5.089 y 1.040 millones de euros, clasificados en los epígrafes de “*Inmovilizado en curso*”, “*Inversión en zonas con reservas*” y “*Otros costes de exploración*”; respectivamente). Este importe corresponde fundamentalmente a los segmentos *Upstream* (6.407 millones de euros) y *Downstream* (10.050 millones de euros).

Las inversiones en inmovilizado material del ejercicio 2014 ascendieron a 2.383 millones de euros, siendo las principales inversiones en curso las que se describen a continuación:

CAMPO “SHENZI” (GOLFO DE MÉXICO): Repsol participa en este campo con un 28%, junto con las compañías BHP Billiton (que es la compañía operadora) con un 44% y Hess que tiene el 28% restante. Este campo, situado en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense, inició su producción de petróleo y gas a través de la plataforma de Shenzi en marzo de 2009. A finales de 2014 había 15 pozos en producción (13 a través de la plataforma Shenzi y dos a través de la plataforma Marco Polo).

Dentro del proyecto de inyección de agua, con el objetivo de mantener la presión y potenciar los niveles de producción, se han perforado ya 4 pozos inyectoros.

BLOQUE BM-S-9 (BRASIL): En el bloque BM-S-9 situado en el “presalino” de las aguas profundas de la cuenca de Santos se han generado en los últimos años dos importantes proyectos de desarrollo en las áreas de Sapinhoá (descubierto en 2008) y Lapa (anteriormente denominado Carioca y descubierto en 2007). Repsol Sinopec Brasil (Repsol 60% y Sinopec 40%) tiene una participación del 25%. Los demás socios que completan el consorcio son Petrobras (45%, y operador) y British Gas (BG Group, con un 30%).

Respecto al proyecto **SAPINHOÁ**, en enero de 2013 se inició su explotación comercial con el comienzo de la producción del primer pozo productor en el área Sur del bloque BM-S-9. En 2014 se pusieron en producción tres nuevos pozos en este área Sur del bloque BM-S-9 lo que permitió alcanzar la capacidad máxima de 120.000 barriles de crudo al día (Kbbl/d) de la primera FPSO “*Cidade de São Paulo*”. Sapinhoá es uno de los proyectos de crecimiento clave para Repsol. La producción de este crudo de gran calidad se realiza en el área Sur de Sapinhoá a través de la plataforma flotante (*Floating Production, Storage and Offloading*, FPSO) “*Cidade de São Paulo*”, con capacidad para procesar 120.000 barriles de crudo al día y 5 millones de metros cúbicos diarios de gas, que produce, almacena y traslada el petróleo a otro buque. A mediados de noviembre de 2014, se puso en producción el área Norte de Sapinhoá con la FPSO “*Cidade de Ihabela*”. Se espera que a finales de 2015 se alcance el plateau de producción⁶ de 150.000 barriles diarios de crudo en este área Norte del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9.

En el marco del proyecto de desarrollo del otro gran descubrimiento en el Bloque BM-S-9, **LAPA**, anteriormente denominado Carioca, en junio de 2014 se presentó a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP), el Plan de Desarrollo del Área nordeste. Se estima que el inicio de producción en el campo Lapa se produzca a finales de 2016.

PROYECTO MARGARITA-HUACAYA (BOLIVIA): en octubre de 2013, en el marco de la segunda fase del desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, se inauguró la ampliación de la planta de procesamiento de gas. Con ello se aumentó la capacidad de la planta a 14 millones de metros cúbicos diarios. La primera fase de este proyecto entró en producción en mayo de 2012 permitiendo elevar la producción total de gas de 3 a 9 millones de metros cúbicos al día (Mm3/d). El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016. En 2014 se registraron niveles de producción de gas de 16,5 Mm3/d. En 2014 se aprobó la Fase III, con la que se espera alcanzar una producción de 18 Mm3/d, previsiblemente en el primer trimestre de 2016.

Este proyecto está siendo desarrollado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%).

PROYECTO “MISSISSIPPIAN LIME” EN EE.UU.: En enero de 2012 se suscribió el acuerdo con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16,2% y del 25% en dos áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas. En 2014 se continuó con la intensa campaña de perforación con más de 400 pozos productores perforados en el año, permitiendo incrementar la producción obtenida en este activo, compensando de manera positiva el declino natural de los pozos de este tipo de activos productivos no convencionales.

JOINT VENTURE CON ALLIANCE EN RUSIA: En 2011 se alcanzó un acuerdo con la compañía Alliance Oil (que en 2014 se fusionó con la compañía NNK) para crear una empresa conjunta (*Joint Venture*)

6 Nivel de producción anual establecido como objetivo en el Plan de Desarrollo.

para combinar el conocimiento y el acceso a oportunidades de exploración y producción que esta compañía tiene en Rusia, con las capacidades técnicas y financieras de Repsol, generando así una alianza a largo plazo para actividades de exploración y producción en el país.

Repsol y Alliance Oil/NNK completaron en agosto de 2012 la primera fase de este proyecto conjunto de exploración y producción de hidrocarburos con la incorporación de activos a la sociedad conjunta AR Oil and Gaz BV (AROG) por parte de Alliance Oil/NNK y la adquisición de acciones por parte de Repsol. La compañía Alliance Oil/NNK aportó en 2012 su filial Saneco. Repsol adquirió acciones de la sociedad y suscribió nuevas hasta alcanzar el 49% de participación, e incorporó en sus libros en el tercer trimestre de 2012 la producción y las reservas provenientes de este importante proyecto. En diciembre de 2012 se dio el siguiente paso al incluir Alliance/NNK en AROG los activos de su filial Tatneftodatcha (TNO), ubicados en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales), concretamente dos campos petrolíferos y sus respectivas licencias de exploración y producción en Rusia.

En enero de 2013 Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en la joint venture AROG, que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se puso en producción a finales de febrero de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación. Con todo ello, a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil/NNK (51%) y Repsol (49%).

En 2014 se continuaron los estudios de optimización de producción y mejora en los costes operativos en Saneco, se continuó con la campaña de perforación en TNO-Tafneteodacha, obteniendo ratios de producción superiores a los presupuestados y se comenzaron los estudios técnicos orientados a la optimización de la producción. En SK se finalizó según lo previsto la campaña de perforación del ejercicio 2014 y se definieron los trabajos a realizar en 2015. En YK se analizaron diferentes escenarios técnicos orientados a tomar la decisión respecto a la estrategia a futuro del activo.

PROYECTO KINTERONI EN PERÚ: A finales de marzo de 2014 se inició la producción en el campo de gas Kinteroni, uno de los diez proyectos clave del Plan Estratégico de Repsol para el periodo 2012-2016. El campo Kinteroni en el sur del bloque 57 quedó en 2013 en disposición de iniciar su producción, pendiente sólo de concretar aspectos comerciales. En el año 2012 se completó el plan de desarrollo iniciado a mediados de 2010 y que consistió en la perforación, completación y pruebas de pozos productivos, y en la construcción de las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. El campo Kinteroni se localiza en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. Kinteroni fue descubierto por Repsol en enero de 2008 y supuso uno de los mayores hallazgos del mundo ese año según IHS. Repsol es la compañía operadora con el 53,84%. El yacimiento está próximo al campo en producción de gas y condensado de Camisea en el que Repsol también participa.

En septiembre de 2012 Repsol realizó un nuevo descubrimiento de gas en el Bloque 57 con el sondeo *Sagari* (ubicado al norte de Kinteroni).

PROYECTO CARDÓN IV EN VENEZUELA: El megacampo Perla, uno de los proyectos clave de crecimiento, fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, que está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. El consorcio Cardón IV (Repsol 50% y ENI 50%) continuó en 2014 avanzando en el desarrollo del campo. El plan de desarrollo de este proyecto clave contempla tres fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscfd). Adicionalmente, se prevé una última fase para alcanzar 1.200 Mscfd. La primera fase de 150 Mscfd se estima que se pondrá en producción en el segundo trimestre de 2015. La aprobación de la declaración de comercialidad y del plan de desarrollo se recibió en agosto de 2012 por parte de las autoridades de Venezuela.

El desarrollo del proyecto contempla una serie de trabajos, tanto en tierra como en mar, entre los que destacan la perforación de nuevos pozos y la reentrada de pozos ya perforados en la fase exploratoria, la instalación de gasoductos de producción, la construcción e instalación de plataformas marinas, la construcción de la planta de procesado y tratamiento de gas en tierra y la línea desde la planta de tratamiento hasta el punto de entrega del gas a PDVSA Gas. Como contribución al desarrollo de las comunidades de la zona, se incluyen también aportaciones sociales a la comunidad, de acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Energía y Minería.

Entre otros trabajos, en el año 2014 se completó la preparación del emplazamiento de las instalaciones en tierra, se iniciaron los trabajos de instalación de la planta para procesar 150 Mscfd y se avanzó en los trabajos de construcción de los gasoductos y ducto de condensados en tierra. Se concluyeron las actividades de instalación de las líneas submarinas de producción desde las plataformas a tierra (gasoducto principal) y líneas de flujo submarinas. En el cuarto trimestre de 2014 se terminó la perforación y completación del pozo *offshore* Perla 6 y el taladro *jackup* continuará perforando todo el año 2015.

PROYECTO CARABOBO EN VENEZUELA: En febrero de 2010 un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Este importante proyecto consiste en el desarrollo conjuntamente con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Este área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de Repsol por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus complejos industriales.

En 2014 se avanzó en los trabajos de desarrollo de Carabobo, se finalizó el FEED (*Front End Engineering Design*) de las instalaciones permanentes de *Upstream*, se terminó la campaña sísmica y se continuó con la campaña de perforación de pozos estratigráficos con el objetivo de obtener información geológica de las formaciones.

A finales de diciembre de 2012, se anunció el inicio de producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. A finales de diciembre de 2014, la producción alcanzó 12.000 bopd de crudo extrapesado.

PROYECTO REGGANE (ARGELIA): En este importante proyecto de desarrollo de gas, uno de los proyectos estratégicos de crecimiento de Repsol, en el segundo trimestre del año 2014 se dio un paso fundamental para la puesta en producción del mismo; el Groupement Reggane, un consorcio formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International, operador del desarrollo del proyecto, firmaron el contrato de “Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie”. El contrato incluye la construcción de una planta de tratamiento de gas de 8 millones de metros cúbicos diarios de capacidad nominal, la red de colecta de pozos productores y la línea de expedición de gas que conectará la planta al gasoducto troncal GR-5. La duración prevista de estos trabajos es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas para el segundo trimestre de 2017. En enero de 2015 se iniciaron los trabajos de perforación de pozos de desarrollo.

Este proyecto de gas en el Sahara argelino incluye el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouliline, y Azrafil Sudest) en la cuenca de Reggane, en torno a 1.500 kilómetros al suroeste de Argel.

Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).

BLOQUE BM-C-33 BRASIL: En este bloque situado en las aguas profundas de la cuenca de campos brasileña, Repsol Sinopec Brasil ha realizado tres importantes descubrimientos exploratorios: Seat en el año 2010, Gávea en 2011 y Pão de Açúcar en 2012. La compañía IHS incluyó el descubrimiento Gávea dentro de la lista de los 10 mayores descubrimientos del mundo en 2011 y a Pão de Açúcar en la de 2012. Repsol Sinopec Brasil es la operadora del bloque con un 35% de participación, Statoil tiene otro 35% y Petrobras un 30%.

Dentro del plan de evaluación de los tres descubrimientos realizados hasta la fecha en el bloque BM-C-33, se comunicó a mediados de 2014 a la ANP, el descubrimiento de una importante “columna” de hidrocarburos con el sondeo exploratorio Seat-2. A mediados de 2015 se realizará un test de producción (DST) para evaluar los positivos resultados alcanzados con este pozo, que ayudará a definir el futuro Plan de Desarrollo del Área.

El sondeo exploratorio Seat-2 se perforó con el buque de perforación de séptima generación “Ocean Rig Mylos”. Este buque, construido en Corea del Sur, es uno de los más modernos y seguros del mundo y puede utilizarse para perforaciones en “lámina de agua” de hasta 3.700 metros. Repsol contrató este buque en el año 2012 por un período de tres años con opción de extenderlo dos más. Se está empleando inicialmente para el plan de evaluación del Bloque BM-C-33.

PROYECTO BUCKSKIN EN EL GOLFO DE MÉXICO EN EE.UU.: A principios de 2009, Repsol anunció un gran descubrimiento de crudo ligero con el pozo exploratorio Buckskin, en aguas profundas de Estados Unidos a una profundidad total de unos 10.000 metros, lo que le convirtió en el pozo más profundo operado por Repsol a esa fecha y uno de los más hondos perforados en la zona. En 2011 se perforó el primer sondeo de evaluación del descubrimiento con resultado positivo. En el cuarto trimestre del año 2014 se terminó con resultado positivo el segundo sondeo de evaluación/*appraisal* del descubrimiento Buckskin. Con la información obtenida hasta la fecha, se terminará de confirmar el gran potencial de recursos del yacimiento y se definirá el plan de desarrollo del campo para su puesta en producción, con inicio estimado de la producción entre los años 2017 y 2018.

EXPLORACIÓN EN ALASKA: PROYECTO “NORTH SLOPE”: En 2011, Repsol anunció el cierre del acuerdo con las compañías “70 & 148, LLC” y “GMT Exploration, LLC” para la exploración conjunta de una extensa Área en el prolífico “North Slope” de Alaska. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 km².

Dentro del plan de evaluación exploratoria del Área, que se está llevando a cabo, en abril de 2013 Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo con los tres pozos perforados en la campaña 2012-2013. Durante el segundo trimestre de 2014 se terminaron dos sondeos de evaluación/*appraisal* con resultado positivo (Qugruk-5 y Qugruk-7). También se perforó en 2014 el sondeo exploratorio Tuttu-1 que se encuentra en evaluación. Los buenos resultados obtenidos a la fecha tras los tres descubrimientos realizados en 2013, los dos sondeos de evaluación de 2014 y la información que se obtendrá en la próxima campaña de perforación permitirán definir un primer plan de desarrollo de los recursos encontrados en Alaska North Slope. Los trabajos de evaluación y exploración continuaron durante el invierno de 2013-2014 ya que las actividades de exploración en esta zona sólo se pueden realizar cuatro meses al año, cuando el terreno está congelado. Así, a finales de febrero de 2014 comenzó la perforación de un nuevo pozo. Repsol es, con una participación del 70%, la compañía operadora del consorcio en asociación con las compañías norteamericanas “70 & 48, LLC” (22,5%), subsidiaria de Armstrong Oil and Gas, y GMT Exploration Company (7,5%).

PROYECTO DE ADECUACIÓN A NUEVAS ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLES EN LA REFINERÍA DE LA PAMPILLA (PERÚ): En septiembre de 2012, Repsol aprobó el proyecto de adecuación a las nuevas especificaciones de combustibles en la Refinería La Pampilla en Perú. La puesta en marcha de este proyecto permitirá una mejora medioambiental de la calidad del aire, así como el ingreso en el país de vehículos con motores de mejor tecnología (inicialmente Euro IV y posteriormente Euro V).

El proyecto contempla, entre otras unidades, la construcción en el bloque de destilados medios, de una unidad de Hidrodesulfuración (HDS) con capacidad de 1,4 millones de toneladas año y una unidad de Hidrógeno. De acuerdo al compromiso con las autoridades, la comercialización de la producción de Diesel de 50 ppm tendría lugar en julio del 2016.

También, el proyecto contempla, entre otras unidades, la construcción en el bloque de gasolinas, de dos unidades de Hidrotratamiento de Nafta (HDT) con una capacidad conjunta de 715 mil toneladas al año, una para la gasolina primaria y otra para la gasolina craqueada, así como una unidad de reformado de 215 mil toneladas al año. Actualmente no hay un compromiso definido con las autoridades, pero se estima que la comercialización de la producción de gasolinas podría tener lugar en julio de 2018.

5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 29—“Contingencias, Compromisos y Garantías” y en la Nota 33 “Hechos posteriores” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)), así como en el apartado 1.3 “Adquisición de Talisman Energy”, en el apartado 2.6 “Estrategia” y en el apartado 7.2 “Evolución previsible de los negocios” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014. Dicha información se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación.

- **Acuerdo de adquisición de Talisman Energy Inc.**

Introducción

El 15 de diciembre de 2014 y tras la aprobación de sus respectivos Consejos de Administración, Repsol y Talisman, compañía canadiense de *Oil & Gas*, suscribieron un acuerdo (*Arrangement Agreement*) para la adquisición por Repsol de todas las acciones ordinarias de la compañía petrolera canadiense, por un importe de 8 dólares por acción, y la adquisición del 100% de las acciones preferentes de Talisman, por un importe de 25 dólares canadienses por acción, más los dividendos devengados y no pagados a la fecha de cierre. El importe total de la operación asciende a 8.300 millones de dólares (7.400 millones de euros considerando un tipo de cambio de la fecha del acuerdo: 1,12 dólares por euro) más la asunción de la deuda de Talisman, que ascendía a 4.800 millones de dólares a 31 de diciembre de 2014 (5.000 millones de dólares incluyendo las acciones preferentes). Esta operación está orientada a incrementar la presencia del Grupo en países de la OCDE y a fortalecer la dimensión de su negocio de *Upstream*.

Repsol cuenta con la liquidez necesaria para pagar el precio de la operación, liquidez que procede de la desinversión en YPF (6.313 millones de dólares) y de recientes emisiones de valores (2.000 millones de euros, véase epígrafe 10.1).

Para la cobertura contable del riesgo de tipo de cambio inherente al pago del precio (USD/EUR), en marzo de 2015 el Grupo ha comprado a plazo, mediante *forwards* y *swaps* de divisa, un importe nominal de 8.289 millones de dólares estadounidenses y 200 millones de dólares canadienses.

Talisman Energy Inc.

Talisman está constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (*Canada Business Corporations Act*) y sus principales actividades de negocio comprenden la exploración, desarrollo, producción, transporte y comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos líquidos. Talisman concentra la mayor parte de su actividad en dos áreas: América (Estados Unidos, Canadá y Colombia) y Asia-Pacífico (Australia, Timor Oriental, Indonesia, Malasia, Papua Nueva Guinea y Vietnam). Sus acciones ordinarias cotizan actualmente en la Bolsa de Toronto (TSX) así como en la de New York (NYSE) y sus acciones preferentes en la TSX.

A continuación se presentan sus principales indicadores financieros y operativos:

PRINCIPALES INDICADORES DE TALISMAN	2014	2013
Reservas probadas brutas antes de royalties (Mbep)	873	1.006
Producción bruta de líquidos antes de royalties (kbbbl/d)	141	132
Producción bruta de gas antes de royalties (\$/Mscf/d)	1.371	1.451
Precios de realización de líquidos (\$/bbl).....	85,12	97,49
Precios de realización de gas (\$/kscf).....	5,84	5,69
Ingresos (<i>Total Revenue and other income</i>)	3.763	4.486
Resultado Neto	(911)	(1.175)
Total Activo.....	17.330	19.161
Total Patrimonio neto	7.405	8.555
Deuda Bruta	5.064	5.239

Nota: Las magnitudes incluidas en la tabla han sido extraídas de información pública de Talisman, y en algún caso pueden estar elaboradas con criterios no coincidentes con los de Repsol.

De acuerdo con la información anual del año 2014 publicada por Talisman (*Consolidated financial statements, Management's discussion and analysis, Annual information form and Form 40-f*), Talisman tenía aproximadamente 873 Mbep de reservas probadas antes de royalties (de los cuales aproximadamente un 69% estaban siendo desarrolladas) y 1.382 Mbep de reservas probadas y probables antes de royalties. De las reservas probadas y probables, un 54% se encontraban situadas en los Estados Unidos y Canadá y un 33% en el Sudeste de Asia. Adicionalmente, su producción neta total ascendió en 2014 a 289.000 barriles de crudo al día (después de *royalties*) y a 369.000 barriles de crudo al día (antes de *royalties*). Asimismo, su producción neta de líquidos fue de 107.000 barriles de crudo al día y su producción neta de gas fue de 1.095 Mscf/d durante ese ejercicio.

La cartera de activos de Talisman incluye activos en América (Estados Unidos, Canadá y Colombia), Asia-Pacífico (Australia, Timor Oriental, Indonesia, Malasia, Papua Nueva Guinea y Vietnam) y en Europa, Oriente Medio y África (Reino Unido, Noruega, Algeria y Kurdistán / Norte de Irak).

De acuerdo con la información anual del año 2014 publicada por Talisman, su resultado neto ascendió a -0,9 billones de dólares, su flujo de caja operativo a 1,9 billones de dólares y su deuda neta a 5,0 billones de dólares. El número total de empleados indefinidos de Talisman a 31 de diciembre de 2014 ascendía a más de 2.700.

Operación transformadora

Repsol cree que la adquisición transformará al Grupo en una de las compañías privadas del sector de *Oil & Gas* más significativas, obteniendo una mayor presencia en países de la OCDE e incorporando reservas y producción en países de gran estabilidad geopolítica. Adicionalmente, Talisman aportará a Repsol áreas de gran potencial exploratorio y activos en producción en el Mar del Norte, Sudeste de Asia, Colombia y Noruega, entre otros.

La incorporación de Talisman, teniendo en consideración el factor de conversión que han utilizado para el gas, podría incrementar en un 45% las reservas netas probadas hasta alcanzar los 2.233 Mbep. Una vez la adquisición esté completada, el grupo resultante estará presente en más de 50 países y superará los 27.000 empleados.

Adicionalmente, la gestión conjunta de activos supondrá unas sinergias de aproximadamente 220 millones de dólares al año antes de impuestos (esperando alcanzar una cristalización de las sinergias a partir del segundo año tras la finalización de la adquisición), fundamentalmente por la optimización de funciones, gestión del cartera de negocios y exploración, una mayor capacidad de comercialización en Norteamérica y la aplicación de tecnología y mejores prácticas operativas.

Fases para cerrar la adquisición

La operación se está instrumentando mediante un *Plan of Arrangement* regulado por la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (*Canada Business Corporations Act*) y requería la aprobación de los accionistas titulares de las acciones ordinarias y preferentes de Talisman, en ambos casos, por una mayoría de, al menos, dos tercios de cada una de las acciones presentes o representadas en la junta especial convocada para la aprobación del *Plan of Arrangement*.

A la fecha de este Documento de Registro, los principales hitos de la operación que han sido alcanzados son:

- Aprobación provisional (*Interim Order*) concedida por el Tribunal Superior de Alberta en Canadá (*Court of Queen's Bench of Alberta*) el día 13 de enero de 2015 para convocar y celebrar una junta especial de accionistas de Talisman.
- El 20 de enero de 2015, Talisman entregó a sus accionistas un completo informe (*Information Circular*) que incluía todos los detalles de la transacción, así como todo el material de apoyo necesario para la celebración de la junta.
- La junta especial de accionistas de Talisman celebrada el 18 de febrero de 2015 aprobó la operación con el voto favorable de más del 99% de las acciones ordinarias y de las acciones preferentes presentes o representadas en la reunión.
- El 20 de febrero de 2015, el Tribunal Superior de Alberta en Canadá resolvió aprobar definitivamente el *Plan of Arrangement*, emitiendo la correspondiente *Final Order*.

El *Arrangement Agreement* contiene las disposiciones habituales en este tipo de operaciones así como compromisos provisionales con el objetivo de asegurar que no hay pérdida de valor en el negocio de Talisman previo al cierre de la operación, tales como compromisos para no realizar desinversiones en activos materiales o seguir desarrollando la actividad ordinaria del negocio.

La finalización de la operación sigue sujeta a las aprobaciones regulatorias pertinentes y al cumplimiento o renuncia de otras condiciones habituales en este tipo de operaciones. A la fecha del presente Documento de Registro, todas las aprobaciones regulatorias se están tramitando y está previsto que la finalización de la operación se produzca en el segundo trimestre de 2015.

Conforme a lo establecido en el *Arrangement Agreement*, el cierre de la operación tendrá lugar en el plazo máximo de 5 días hábiles desde la fecha de cumplimiento o renuncia de las condiciones suspensivas. En la fecha de cierre, Repsol, S.A. adquirirá el 100% de las acciones ordinarias y acciones preferentes de Talisman Energy Inc. y habrá transferido el precio total de la adquisición al depositario designado por las partes (*Computershare Trust Company of Canada*), al que instruirá para proceder a su pago. Tras el cierre de la operación, está previsto el inicio de los trámites oportunos para proceder a la exclusión de la cotización de las acciones ordinarias y preferentes de Talisman en TSX y NYSE.

El 8 de abril de 2015, Talisman Energy Inc. anunció el reparto de un dividendo de 0,1125 dólares por acción, pagadero el 29 de abril.

• ***Acuerdo entre Repsol y el Grupo KUO***

El 27 de abril de 2015 Repsol y el mejicano Grupo KUO han alcanzado un acuerdo para ampliar la joint venture, Dynasol, que mantienen desde 1999. Como consecuencia de este nuevo acuerdo, Repsol aportará a la joint venture su negocio de acelerantes químicos para la vulcanización del caucho, ubicado en España, y Grupo KUO aportará sus negocios de caucho sintético en emulsión y caucho nitrílico, ubicados en Méjico y China. La operación está sujeta a la aprobación de autoridades gubernamentales y de competencia.

- A 31 de diciembre de 2014, otras inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión de Repsol han adoptado compromisos firmes, que se describen a continuación, ascendían a un importe total de 2.734 millones de euros, de los cuales 2.479 millones de euros se invertirán hasta 2019 y los restantes 255 millones de euros, a partir de 2019. No obstante, los importes citados no corresponden, en general, con el total de la inversión futura prevista en cada uno de los proyectos, sino únicamente a los importes sobre los que los órganos de gestión de Repsol han adquirido compromisos firmes a la fecha del presente Documento de Registro. En relación con las fuentes previstas para financiar las inversiones futuras, véase epígrafe 10.5 del presente Documento de Registro.

Las principales inversiones adoptadas por compromisos firmes, corresponden fundamentalmente al área del *Upstream*, cuyos compromisos de inversión ascienden a 2.554 millones de euros aproximadamente.

Una parte significativa de esta cifra (23%) corresponde al desarrollo del proyecto de gas Reganne en Argelia; también son relevantes los compromisos para el proyecto de crudo pesado Carabobo en Venezuela, y para los proyectos de gas de Sagari, en Perú, y Margarita-Huacaya en Bolivia, que suman conjuntamente otro 25%. Dentro de la actividad exploratoria, que representa un 48% de los compromisos de inversión del *Upstream*, destaca Angola, con la previsión de perforación de 4 sondeos en los próximos años. También es significativa por el importe de sus compromisos, la actividad exploratoria en perforación, test de producción y sísmica a realizar en Gabón, Rusia, Estados Unidos y Bulgaria.

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

6.1 Actividades principales

6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C): Nota 1—“*Información General*”; y Nota 5—“*Información por segmentos*”; así como en el apartado 2.2 “*Modelo de negocio*”; en el apartado 2.6 “*Estrategia*” y en el apartado 5 “*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.D): Nota 29—“*Información por segmentos*”, así como en el apartado 2.5—“*Nuestra estrategia*” y en el apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013.

Dicha información se complementa (i) con la información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2014 que se incluye en la Sección II.E) del presente Documento de Registro; y (ii) con el factor de riesgo “*Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol*” incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

Repsol ha tenido en cuenta en la elaboración de dicha información las recomendaciones de la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) para la aplicación uniforme del Reglamento 809/2004, en relación con las operaciones extractivas.

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativas

El plan estratégico de Repsol que se describe en el apartado 2.6—“*Estrategia*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014, incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se

centra en la optimización de los negocios estratégicos y el crecimiento orgánico rentable de los negocios y productos actuales del Grupo Repsol. No obstante, la actividad de innovación y desarrollo de productos y mejora de procesos en las que el Grupo está comprometido está descrita en el apartado 7.2—“Evolución previsible de los negocios” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Adicionalmente, en el apartado 5—“El desempeño de nuestros negocios” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014 se describe la evolución de las actividades más significativas desarrolladas por Repsol y el potencial impacto en la cartera de negocios del Grupo (nuevos procesos, principales descubrimientos, nuevos *plays* a desarrollar, calidad de productos, etc.).

6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.

El Grupo Repsol está influenciado por los factores descritos en la Sección I “Factores de Riesgo” del presente Documento de Registro, en el apartado 3—“Entorno macroeconómico”, en el apartado 4 “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas” y en el apartado 5.1—“Upstream” del Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2014 (véase Sección II.C).

La actividad del Grupo Repsol no se ha visto afectada por otros factores excepcionales.

6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.

Salvo por las indicaciones que se recogen en la Sección I “Factores de Riesgo” relativas a la dependencia del Grupo Repsol a los contratos o permisos obtenidos en los diferentes negocios en los que opera, según el conocimiento de Repsol, S.A., el curso ordinario de las actividades empresariales del Grupo Repsol no depende, ni está influenciado, significativamente, por patentes ni licencias, contratos industriales ni nuevos procesos de fabricación, así como tampoco por contratos mercantiles o financieros.

6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor

El presente Documento de Registro no incluye ninguna declaración relativa a la posición competitiva del Grupo Repsol.

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro): Nota 8—“Inmovilizado material” y Anexo IV (8): Inmovilizado material.

A 31 de diciembre de 2014, no existían gravámenes significativos sobre el inmovilizado material del Grupo.

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO

9.2 Resultados de explotación

9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*”, en el apartado 3—“*Entorno macroeconómico*” y en el apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)) y se complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro.

Los menores precios del crudo, compensados parcialmente con la apreciación del dólar frente al euro, han supuesto una reducción en los ingresos del emisor durante el primer trimestre de 2015 comparado con 2014.

Al margen de lo anterior, no ha habido acontecimientos significativos inusuales o nuevos que hayan afectado de manera importante a los ingresos de Repsol.

9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor

Véanse epígrafes 9.2.1, 6.1 y 20.1 del presente Documento de Registro. Asimismo la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 22—“*Ingresos y gastos de explotación*” y en la Nota 25—“*Ingresos y gastos de explotación*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y 2013, respectivamente.

9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)): Nota 4.1—“*Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A.*”; Nota 21—“*Situación fiscal*”; Nota 29.1—“*Contingencias legales o arbitrales*” y Anexo III—“*Marco regulatorio*” así como en el apartado 3 “*Entorno macroeconómico*”; en el apartado 5.1 “*Upstream*”, en el apartado 6.3—“*Fiscalidad*”, en el apartado 7—“*Evolución previsible*” y en el apartado 8—“*Gestión del riesgo*” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.D)): Nota 4—“*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.*”; Nota 23—“*Situación fiscal*” y Nota 37—“*Hechos Posteriores*”; así como en el apartado 2.6 “*Gestión del riesgo*”, en el apartado 3 “*Entorno macroeconómico*”, en el apartado 6.3—“*Fiscalidad*” y en el apartado 7 “*Perspectivas y evolución previsible*” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013.

Esta información se actualiza y complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro.

En relación a los precios y tarifas de los gases licuados del petróleo (GLP), la Orden ITC/389/2015 de 5 de marzo de 2015 actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos,

adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas respectivas del coste de la materia prima no se extiende, sin embargo, a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Al margen de lo anterior, y salvo porque las operaciones en Libia continúan afectadas por la situación en este país, no ha habido ningún otro factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, haya afectado de manera importante a las operaciones de Repsol.

10. RECURSOS FINANCIEROS

10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C): Nota 11—“*Activos financieros*”; Nota 14—“*Patrimonio neto*”; Nota 16—“*Pasivos financieros*”; Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”; Nota 18—“*Operaciones con derivados*”; Nota 19—“*Otros pasivos no corrientes*”; Nota 20—“*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*”; Nota 24—“*Ingresos y gastos financieros*”; y Nota 26—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”; así como en el apartado 1 “*Principales acontecimientos del periodo*” y en el apartado 4 “*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.D): Nota 11—“*Activos financieros corrientes y no corrientes*”; Nota 14—“*Patrimonio neto*”; Nota 18—“*Pasivos financieros*”; Nota 19—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”; Nota 20—“*Operaciones con derivados*”; Nota 21—“*Otros pasivos no corrientes*”; Nota 22—“*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*”; Nota 26—“*Ingresos y gastos financieros*”; y Nota 28—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”; así como en el apartado 4 “*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013.

Adicionalmente, en la siguiente tabla se desglosa la composición del fondo de maniobra con los epígrafes del balance de situación consolidado (NIIF-UE) a 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

	31/12/2014		31/12/2013		31/12/2012
	(millones €)	Var. 14-13	(millones €)	Var. 13-12	(millones €)
FONDO DE MANIOBRA (Según NIIF-UE)	Auditado	(%)	No auditado	(%)	No auditado
Existencias	3.931	(20,39)	4.938	(10,23)	5.501
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, y otros activos corrientes	5.861	15,46	5.076	(36,57)	8.002
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	3.083	(4,22)	3.219	(47,06)	6.081
Otros deudores y otros activos corrientes.....	2.146	45,89	1.471	(2,26)	1.505
Activos por impuesto corriente	632	63,73	386	(7,21)	416
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar..	5.917	1,37	5.837	(36,57)	9.202
Proveedores	2.350	(9,20)	2.588	(40,86)	4.376
Otros acreedores	3.402	9,25	3.114	(30,91)	4.507
Pasivos por impuesto corriente	165	22,22	135	(57,68)	319
Provisiones corrientes	240	(3,61)	249	(14,43)	291
Total Fondo de Maniobra operativo	3.635	(7,46)	3.928	(2,04)	4.010
Otros activos financieros corrientes	2.513	609,89	354	(14,70)	415
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes..	4.638	(18,86)	5.716	(3,17)	5.903
Pasivos financieros corrientes	4.086	(29,95)	5.833	53,91	3.790
Total Fondo de Maniobra financiero	3.065	1.193,25	237	(90,63)	2.528
Total Fondo de Maniobra	6.700	60,86	4.165	(36,30)	6.538

Los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación consolidado (NIIF-UE) a 31 de diciembre de 2014 eran los siguientes:

	Año						Total
	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	
Vencimientos a 31/12/2014 (Según NIIF-UE)	(millones €)						
Proveedores	2.350	--	--	--	--	--	2.350
Otros acreedores	3.402	--	--	--	--	--	3.402
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	4.050	1.293	1.442	1.086	1.252	3.472	12.595
Derivados ⁽²⁾	148	12	9	9	7	37	222

Nota: Los importes mostrados corresponden a los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los registrados en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 18 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

A continuación se detalla la evolución en el ejercicio 2014 de la deuda financiera neta, calculada de acuerdo con lo descrito en el epígrafe 3.1 del presente Documento de Registro:

DEUDA FINANCIERA NETA	31/12/2014
	No auditado (millones €)
Deuda neta al inicio del ejercicio.....	5.358
EBITDA.....	(3.800)
Variación fondo de maniobra comercial.....	(927)
Cobros/Pagos por impuestos de beneficios ⁽¹⁾	956
Inversiones ⁽²⁾	3.729
Desinversiones.....	(219)
Dividendos y otras retribuciones pagadas al accionista.....	1.712
Operaciones acciones propias.....	82
Efecto tipo de cambio.....	(597)
Intereses y otros movimientos ⁽³⁾	682
Efectos asociados a la venta de GNL.....	(517)
Efectos asociados a la expropiación de YPF ⁽⁴⁾	(4.524)
Deuda neta al cierre del ejercicio.....	1.935

(1) Incluye 308 millones de euros asociados a las plusvalías de los activos desinvertidos.

(2) A 31 de diciembre de 2014 existen inversiones de carácter financiero por importe de 1.523 millones euros. De ellas, 1.504 millones de euros corresponden a depósitos a plazo en entidades financieras que se clasifican contablemente como inversión financiera, pero que desde un punto de vista de gestión se consideran equivalentes al efectivo por su alto grado de liquidez.

(3) Incluye principalmente intereses de la deuda, dividendos cobrados y provisiones aplicadas.

(4) Incluye principalmente 4.592 millones de euros correspondientes a la monetización de los bonos de la República Argentina y la venta de acciones no expropiadas de YPF.

El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance, B.V., filial íntegramente participada por Repsol, S.A., procedió a la emisión de bonos subordinados con la garantía subordinada de Repsol, S.A., por un importe total de 2.000 millones de euros:

- Una emisión por un importe de 1.000 millones de euros de bonos perpetuos subordinados (*EURO 6-Year Non-Call Perpetual Securities*), a un precio de emisión del 100% de su valor nominal. Los bonos devengan un tipo de interés fijo del 3,875% anual desde la fecha de emisión (inclusive) hasta el 25 de marzo de 2021, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016. A partir del 25 de marzo de 2021 (inclusive), devengarán un interés igual al tipo swap a 6 años (*6 year swap rate*) más un margen del:
 - 3,56% anual hasta el 25 de marzo de 2025;
 - 3,81% anual durante el periodo que comienza el 25 de marzo de 2025 (inclusive) y termina el 25 de marzo de 2041; y
 - del 4,56% anual desde el 25 de marzo de 2041 (inclusive).
- Una emisión por un importe de 1.000 millones de euros de bonos subordinados con vencimiento a 60 años (*EURO 10-Year Non-Call Securities Due 2075*), a un precio de emisión de 100% de su valor nominal. Los bonos devengan un tipo de interés fijo del 4,5% anual desde la fecha de emisión (inclusive) hasta el 25 de marzo de 2025, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016. A partir del 25 de marzo de 2025 (inclusive), devengarán un interés igual al tipo swap a 10 años (*10 year swap rate*) más un margen del:
 - 4,20% anual hasta el 25 de marzo de 2045; y
 - del 4,95% anual durante el periodo que comienza el 25 de marzo de 2045 (inclusive) hasta el vencimiento (25 de marzo de 2075).

Los bonos cotizan en la Bolsa de Luxemburgo. El emisor tendrá la opción de diferir los pagos de intereses de los bonos, sin que ello suponga un supuesto de incumplimiento. El interés así diferido será acumulativo y deberá ser pagado en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones. Asimismo, el emisor tendrá la capacidad, a su elección, de amortizar las obligaciones en ciertas fechas concretas o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones de los bonos.

10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C): Estado de flujos de efectivo; Nota 4—“Cambios en la composición del Grupo”; Nota 11— “Activos Financieros”, Nota 16— “Pasivos Financieros”, Nota 17— “Gestión de riesgos financieros y del capital”, Nota 22—“Ingresos y gastos de explotación”; Nota 24—“Ingresos y gastos financieros” y Nota 26— “Flujos de efectivo de las actividades de explotación”, así como en el apartado 4 “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas” del Informe de Gestión consolidado; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.D): Estado de flujos de efectivo; Nota 11— “Activos Financieros”, Nota 18— “Pasivos Financieros”, Nota 19— “Gestión de riesgos financieros y del capital”, Nota 25—“Ingresos y gastos de explotación”; Nota 26— “Ingresos y gastos financieros”; Nota 28—“Flujos de efectivo de las actividades de explotación”; y Nota 31—“Desinversiones y enajenación de participación en sociedades”.

Asimismo, véase el epígrafe 20.1.

10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.

Actualmente no existe para Repsol, S.A. ninguna restricción a la utilización de sus recursos de capital que pudiera afectar de manera significativa a sus operaciones presentes o futuras. No obstante, véase la Sección I (“Factores de Riesgo”).

10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.C): Estado de flujos de efectivo; Nota 4—“Cambios en la composición del Grupo”; Nota 11— “Activos Financieros”, Nota 16— “Pasivos Financieros”, Nota 17— “Gestión de riesgos financieros y del capital”, Nota 22—“Ingresos y gastos de explotación”; Nota 24—“Ingresos y gastos financieros”; Nota 26— “Flujos de efectivo de las actividades de explotación”, así como en el apartado 4 “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas” del Informe de Gestión consolidado; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.D): Estado de flujos de efectivo; Nota 11— “Activos Financieros”, Nota 18— “Pasivos Financieros”, Nota 19— “Gestión de riesgos financieros y del capital”, Nota 25—“Ingresos y gastos de explotación”; Nota 26— “Ingresos y gastos financieros”; Nota 28—“Flujos de efectivo de las actividades de explotación”; y Nota 31—“Desinversiones y enajenación de participación en sociedades”.

Repsol financiará sus inversiones futuras y su inmovilizado principalmente con la generación de ingresos de sus actividades de negocio, la desinversión de otros activos, operaciones en los mercados de capitales y con financiación bancaria. Todo ello dependerá de las condiciones de mercado que se den en cada momento, de la evolución de tipos de interés y siempre en función de las necesidades

financieras reales que tenga Repsol y del tipo de deuda que más se adapte a dichas necesidades en cada momento.

Para financiar la adquisición de Talisman descrita en el epígrafe 5.2.3, Repsol cuenta con la liquidez necesaria para pagar el precio de la operación, liquidez que procede de la desinversión en YPF (6.313 millones de dólares) y de recientes emisiones de valores (2.000 millones de euros, véase epígrafe 10.1). Para la cobertura contable del riesgo de tipo de cambio inherente al pago del precio de compra, en marzo de 2015 Repsol ha contratado diversos instrumentos financieros derivados (véase epígrafe 5.2.3).

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 3—“*Entorno macroeconómico*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014, que se incorpora en la Sección II.C) del presente Documento de Registro.

Desde el 31 de diciembre de 2014 hasta la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no tiene constancia de que se haya producido ninguna tendencia reciente significativa (véase apartado 7 “*Evolución previsible*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 incluido en la Sección II.C)).

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.

Los principales factores que podrían tener una incidencia en las perspectivas del Grupo Repsol son aquellos contenidos en la Sección I “*Factores de Riesgo*”, sin perjuicio de la información que se recoge en la Nota 29—“*Contingencias, Compromisos y Garantías*” y en la Nota 33—“*Hechos Posteriores*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014; en el epígrafe 20.8—“*Procedimientos judiciales y de arbitraje*”; así como en el apartado 3 “*Entorno macroeconómico*”, en el apartado 5 “*El desempeño de nuestros negocios*” y en el apartado 7 “*Evolución previsible*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 incluido en la Sección II.C).

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

El presente Documento de Registro no incluye previsiones o estimaciones de beneficios futuros.

13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones

No procede.

13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.

No procede.

13.3 Previsión o estimación de los beneficios

No procede.

13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida

No procede.

14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo.

La información relativa a este epígrafe se recoge, parcialmente, en el apartado 2.5 “*Gobierno Corporativo*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 y en los apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16 y C.1.17 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2014 que, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 del *Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital* (la “LSC”), forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro). En este sentido, el Informe Anual de Gobierno Corporativo se incorpora como Anexo IV al citado Informe de Gestión. Esta información se complementa y/o actualiza con lo que se recoge a continuación.

A) Consejo de Administración

A continuación se detalla la composición del Consejo de Administración de Repsol, S.A. a la fecha del presente Documento de Registro, indicando el cargo ejercido por cada uno de los miembros del Consejo.

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter del Consejero	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha de último nombramiento
D. Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Ejecutivo	--	15/04/2011
D. Isidro Fainé Casas	Vicepresidente 1º	Dominical	Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa)	31/05/2012
D. Manuel Manrique Cecilia	Vicepresidente 2º Vocal-Consejero	Dominical	Sacyr, S.A.	31/05/2013
D. Josu Jon Imaz San Miguel	delegado	Ejecutivo	--	30/04/2014
D. Artur Carulla Font ⁽¹⁾	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical	Temasek Holdings (Private) Limited	31/05/2013
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
Dña. María Isabel Gabarró Miquel....	Vocal	Independiente	--	31/05/2013
D. José Manuel Loureda Mantiñán ...	Vocal	Dominical	Sacyr, S.A. Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa)	15/04/2011
D. Juan María Nin Génova.....	Vocal	Dominical	--	31/05/2012
D. Henri Philippe Reichstul ⁽²⁾	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Vocal y Secretario	Ejecutivo	--	31/05/2013
D. J. Robinson West ⁽³⁾	Vocal	Independiente	--	28/01/2015

(1) Por acuerdo del Consejo de Administración, ostenta la condición de Consejero Independiente Coordinador, con las funciones de (i) solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente; (ii) solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración; (iii) coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos; (iv) dirigir la evaluación por el Consejo del Presidente de este órgano; y (v) convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.

(2) Nombrado Consejero de Repsol, S.A. en diciembre de 2005. Con el fin de mantener su calificación de Consejero Independiente, dicho Consejero se ha comprometido de forma irrevocable a renunciar a su cargo en la fecha de celebración de la Junta General de accionistas de 2017, evitando sobrepasar así el límite de 12 años previstos en el artículo 529 duodécimos de la LSC y en el artículo 13.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

(3) Designado por cooptación, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, por acuerdo del Consejo de Administración de 28 de enero de 2015. El Consejo, en esa misma reunión, acordó su nombramiento como vocal de la Comisión Delegada.

El Consejo de Administración, en su reunión del pasado 25 de marzo de 2015, ha aprobado someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, convocada para el 30 de abril de 2015, la reelección por un nuevo mandato estatutario de 4 años de los Sres. Brufau, Croissier, Durández, Fernández Pelaz y Loureda, así como la ratificación del nombramiento realizado por cooptación y reelección por un nuevo mandato estatutario de 4 años de los Sres. Imaz y West. La dirección profesional de todos los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. es, a estos efectos, Calle Méndez Álvaro, 44, Madrid.

A continuación se recoge un breve currículum vitae de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. Asimismo, se incluye el detalle de las empresas o asociaciones de las que los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. han sido, en cualquier momento durante los últimos 5 años, miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión o socios.

▪ ***Antonio Brufau Niubó***

Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona y Doctor Honoris Causa por la Universidad Ramón Llull de Barcelona.

Inició su trayectoria profesional en Arthur Andersen, donde llegó a ser Socio Director de Auditoría. A la edad de 40 años ingresó en “la Caixa” como Director General Adjunto. Entre 1999 y 2004 ocupó el cargo de Director General del Grupo “la Caixa” y entre 1997 y 2004 fue Presidente del Grupo Gas Natural.

En la actualidad ocupa, además de la presidencia de Repsol, la vicepresidencia de Gas Natural Fenosa y la presidencia de la Fundación Repsol. Asimismo, es Miembro del European Round Table of Industrialists (ERT), Miembro del Consejo de Acción Empresarial de CEOE, Miembro de la Asociación Española de Directivos y del Círculo de Economía, Patrono de la Fundación Privada Instituto Ildefons Cerdà, Patrono de la Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos) y Presidente del Consorcio Interinstitucional GLOBALleida.

El Sr. Brufau es Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración desde el 23 de julio de 1996, posteriormente ratificado por la Junta General de Accionistas de 6 de junio de 1997 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 24 de marzo de 1999, el 4 de abril de 2003, el 9 de mayo de 2007 y el 15 de abril de 2011.

▪ ***Isidro Fainé Casas***

Doctor en Ciencias Económicas, ISMP en Business Administration por la Universidad de Harvard y diplomado en Alta Dirección por el IESE. Además, es Académico Numerario de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras y de la Real Academia de Doctores. Inició su carrera profesional en banca como Director de Inversiones en el Banco Atlántico, en 1964, para posteriormente incorporarse, en 1969, como Director General del Banco de Asunción en Paraguay. A continuación, regresó a Barcelona para ocupar diferentes cargos de responsabilidad en varias entidades financieras: Director de Personal de Banca Riva y García (1973), Consejero y Director General de Banca Jover (1974) y Director General de Banco Unión, S.A. (1978). En 1982 se incorporó a “la Caixa” como Subdirector General, ocupando diversos cargos de responsabilidad. A principios de 1985 fue nombrado Director General Adjunto Ejecutivo y en 1999, Director General de la entidad. Actualmente es Presidente de “la Caixa”, Vicepresidente 1º de Abertis Infraestructuras, S.A., Vicepresidente de Telefónica, S.A., Presidente de Caixabank, S.A., Presidente de Critería Caixaholding, S.A., Presidente de CECA (Confederación Española de Cajas de Ahorros) y Presidente de la Fundación “la Caixa”. También es Vicepresidente de Sociedad General de Aguas de Barcelona, Consejero de Banco Portugués de Inversión, S.A., Consejero de The Bank East of Asia, Limited y Vicepresidente de European Savings Banks Group (ESBG) y Vicepresidente de World Savings Banks Institute (WSBI).

El Sr. Fainé fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2012.

▪ ***Manuel Manrique Cecilia***

El Sr. Manrique es Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos por la Escuela Técnica Superior de Madrid. Tiene más de 35 años de experiencia profesional en los sectores de la construcción, concesiones de infraestructuras, servicios, patrimonio, promoción y energía.

Comenzó su carrera profesional en la empresa Ferrovial. En 1987 formó parte del núcleo fundacional de Sacyr, convirtiéndose, a finales de los 90, en Responsable Internacional de la misma y en 2001 en Director General de Construcción. En 2003, el Sr. Manrique fue nombrado Presidente y Consejero Delegado de la sociedad que pasó a estar al cargo de la división de construcción tras la fusión de Sacyr y Vallehermoso; además, coincidiendo con dicha fusión, en 2003 fue designado miembro del Consejo de Administración de la matriz del nuevo Grupo Sacyr Vallehermoso. En noviembre de 2004 fue nombrado Vicepresidente Primero y Consejero Delegado de Sacyr Vallehermoso, S.A. así como miembro de la Comisión Ejecutiva del Grupo. Desde octubre de 2011, el Sr. Manrique ocupa también el cargo de Presidente del Consejo de Administración de Sacyr S.A. (antes Sacyr Vallehermoso, S.A.).

El Sr. Manrique es además Consejero de otras sociedades del Grupo Sacyr como, entre otras, Testa Inmuebles en Renta, S.A.

El Sr. Manrique fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 25 de abril de 2013 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013.

▪ ***Josu Jon Imaz San Miguel***

Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad del País Vasco. Licenciado en la Facultad de Ciencias Químicas de San Sebastián. Premio Extraordinario Fin de Carrera.

En 2008, Josu Jon Imaz se incorporó al Grupo Repsol como presidente de su filial Petronor, compañía en la que ha gestionado con éxito los retos de modernización, sostenibilidad y relaciones con el entorno.

En 2012 se incorporó al Comité de Dirección de Repsol y, como Director General del Área Industrial y Nuevas Energías, culminó con éxito dos de los proyectos recientes más importantes de la compañía: la modernización de la refinería de Cartagena (la mayor inversión industrial en la historia de España, por un montante superior a los 3.100 millones de euros) y la construcción de una nueva planta de reducción de fuelóleo en la refinería de Petronor en Muskiz, con una inversión de más de 1.000 millones de euros.

Estos dos proyectos también han tenido un notable efecto positivo inducido en el empleo en los entornos en los que se han desarrollado. Los incrementos en producción y eficiencia resultado de estos proyectos han permitido situar a ambas instalaciones entre las más eficientes de Europa y asegurar su viabilidad en un momento especialmente difícil para el sector, y permite generar importantes recursos para financiar el crecimiento de las demás unidades del Grupo, especialmente la exploración de hidrocarburos.

También, bajo su impulso, Repsol ha desarrollado una actividad creciente en el área de las nuevas energías y la sostenibilidad energética, identificando oportunidades de negocio, promoviendo proyectos y acometiendo iniciativas en ámbitos de tecnología avanzada como la bioenergía, la generación renovable y la movilidad sostenible. Estos proyectos pioneros son clave para afrontar los retos a los que se enfrenta la industria energética en el siglo XXI.

Antes de incorporarse a Repsol, Imaz San Miguel desarrolló una intensa labor profesional que abarcó desde los ámbitos de la investigación –fue enviado por el Centro de Investigación INASMET al Centro tecnológico francés CETIM, en Nantes- hasta la promoción de proyectos industriales (Grupo Mondragón) y de otros proyectos empresariales vinculados al mundo de la energía. También fue investigador visitante en la Harvard Kennedy School, en Estados Unidos.

Adicionalmente a su actividad empresarial, Josu Jon Imaz desempeñó también responsabilidades políticas entre las que destaca la Consejería de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco en 1999 y la Presidencia de la Ejecutiva de EAJ-PNV en el período 2004-2007.

Dentro de su actividad profesional, y al margen de su pertenencia al grupo Repsol, Imaz San Miguel desempeña desde noviembre de 2011 la presidencia de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP).

En 2014 fue designado Consejero Delegado de la compañía y Vocal de la Comisión Delegada.

▪ ***Artur Carulla Font***

Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L., y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundació Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).

El Sr. Carulla fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006, y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

▪ ***Luis Carlos Croissier Batista***

Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

El Sr. Croissier fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

▪ ***Rene Dahan***

El Sr. Dahan ha sido Consejero y Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil. Comenzó su carrera profesional en Exxon en la refinería de Rotterdam en 1964. Tras haber ocupado varios puestos en las áreas de operaciones, ingeniería y recursos humanos, en 1974 fue nombrado responsable de los 325 kbd de la Refinería de Rotterdam. En 1976 se trasladó a las oficinas centrales europeas de Exxon donde fue responsable de la actividad de gas natural de Exxon en Europa. Tras un breve periodo en las oficinas de Exxon en Nueva York, fue nombrado Director General (CEO) de Esso BV, la filial de la compañía encargada de toda la actividad de *Upstream* y *Downstream* en Bélgica, Holanda y Luxemburgo.

En 1990 se trasladó a Nueva Jersey (Estados Unidos de América) y en 1992 fue nombrado Presidente de Exxon Company International, responsable de todo el negocio de Exxon fuera de Norte América. En 1998 se convirtió en miembro del Comité de Dirección y en Director de Exxon en Dallas, siendo responsable de todo el negocio de *Downstream* y químico a nivel mundial. En 1999 lideró la fusión entre Exxon y Mobil y fue nombrado Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil hasta su retiro, en el año 2002.

Entre 2002 y 2009 ha ocupado el cargo de Consejero en los Consejos Supervisores de VNU, N.V., TNT N.V. y Aegon N.V., así como en los de CVC (capital riesgo) y el Grupo Guggenheim en Nueva York. El 1 de octubre de 2013 dimitió de su cargo como Presidente del Consejo Supervisor

de Royal Ahold, N.V., cargo en el que estuvo los últimos 10 años. Es miembro del Consejo Internacional Asesor del Instituto de Empresa en Madrid y Presidente de la Fundación Dahan Family. El Sr. Dahan fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013.

▪ **Ángel Durández Adeva**

Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

El Sr. Durández fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

▪ **Javier Echenique Landiribar**

Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., y Grupo Empresarial ENCE, S.A. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A. en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

El Sr. Echenique fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006, y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de Abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

▪ **Mario Fernández Pelaz**

Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002, Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009 y desde julio de 2009 a noviembre de 2013 fue Presidente Ejecutivo de la BBK. Hasta 2014 fue Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos y Presidente de la Comisión Ejecutiva y Vicepresidente de CECA. Actualmente es Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.

El Sr. Fernández fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 15 de abril de 2011.

▪ **María Isabel Gabarró Miquel**

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de

infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

La Sra. Gabarró fue nombrada Consejera de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2009 y reelegida por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013.

▪ ***José Manuel Loureda Mantiñán***

Dr. Ingeniero de Caminos canales y Puertos. En 1965 comienza su carrera profesional en Ferrovial donde ocupó diversos puestos. Fundador de Sacyr, donde fue Consejero Delegado hasta el año 2000, y Presidente hasta 2003. De 2003 a 2004, y tras la fusión de Sacyr con Vallehermoso, fue Presidente del Grupo Sacyr Vallehermoso. Actualmente es Consejero de Sacyr, S.A. (en representación de Prilou, S.L.), Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U. y Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A., Sacyr, S.A.U., Somague S.G.P.S., S.A. y Hoteles Bisnet.

El Sr. Loureda fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 31 de enero de 2007, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

▪ ***Juan María Nin Génova***

Abogado economista por la Universidad de Deusto y Master in Laws por la London School of Economics and Political Sciences. Inició su carrera profesional en el sector financiero, en el antiguo Banco Hispano Americano, en 1980, como Director de Internacional. En 1992, tras constituirse el Banco Central Hispano, fue nombrado Director General y Territorial de Cataluña y, dos años más tarde, Director General de Banca Comercial y Miembro de la Comisión Directiva del banco. Tras fusionarse esta entidad con el Santander, D. Juan María Nin pasó a ocupar el cargo de Director General de Banca Comercial y, posteriormente, de Empresas del Santander Central Hispano, formando parte de la Comisión Directiva del banco. Cuatro años después, en el 2002, se incorporó a Banco Sabadell como Consejero Delegado, cargo que actualmente ya no desempeña. Cuenta con una larga carrera profesional en banca comercial, internacional y corporativa, así como una gran experiencia en la gestión de fusiones y adquisiciones de bancos. Asimismo, ha ocupado diferentes cargos como Consejero en empresas industriales y de servicios. Actualmente es Director General de “la Caixa”, Vicepresidente de la Fundación “la Caixa”, Vicepresidente y Consejero Delegado de CaixaBank, S.A., Vicepresidente de Critería CaixaHolding, S.A., Consejero de VidaCaixa Grupo, S.A., Gas Natural SDG, S.A., Banco BPI, S.A., Erste Group Bank, A.G. y Grupo Financiero Inbursa, S.A.B. de C.V.

También es Presidente de la Fundación Consejo España-EEUU, miembro del Consejo de la Universidad de Deusto, Patrono de la Fundación Esade Business School y Patrono de la Fundación Esade Business School, Patrono de la Fundación Aspen Institute España.

El Sr. Nin fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2012.

▪ ***Henri Philippe Reichstul***

París (Francia). Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo

Internacional UTC, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler, Miembro del Consejo de administración de Semco Partners y Vicepresidente del Consejo de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

El Sr. Reichstul fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006, y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

▪ **Luis Suárez de Lezo Mantilla**

Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense y Abogado del Estado (en excedencia). Abogado especializado en Derecho Mercantil y Administrativo. Fue Director de Asuntos Jurídicos de Campsa hasta el final del monopolio de petróleos y ha ejercido como profesional liberal, singularmente en el sector de la energía. En la actualidad, es Consejero de Gas Natural SDG, S.A., así como Vicepresidente de la Fundación Repsol. Igualmente, es miembro de la Comisión de Medioambiente y Energía de la Cámara de Comercio Internacional (ICC).

El Sr. Suárez de Lezo fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 2 de febrero de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2005 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2009 y el 31 de mayo de 2013.

▪ **J. Robinson West**

Licenciado por la University of North Carolina Chapel Hill y Jurist Doctor por la Temple University Law School de Filadelfia. West es un reconocido experto internacional del mercado energético, especialmente en todas aquellas áreas relacionadas con el oil&gas. En 1984 fundó PFC Energy, compañía de la que también ha sido presidente hasta 2013.

Con anterioridad desempeñó cargos de alta responsabilidad para la Casa Blanca, en diversas administraciones. Así, bajo el gobierno de Ronald Reagan desarrolló e implementó el plan quinquenal de uso y explotación de yacimientos petrolíferos del subsuelo marino estadounidense organizando para ello la mayor subasta no financiera del mundo. Durante la presidencia de Gerald Ford trabajó a las órdenes del Secretario de Defensa para asuntos económicos internacionales, por lo que recibió la medalla de Defensa en reconocimiento a sus servicios civiles.

En la actualidad es asesor senior dentro Energy & National Security Program en el Center for Strategic & International Studies (CSIS), Institución sin ánimo de lucro, con sede en Washington, que asesora a gobiernos y empresas públicas y privadas en el análisis y búsqueda de soluciones vinculadas al mundo energético.

Es también miembro del Consejo Nacional del Petróleo y vicepresidente emérito del Instituto de Paz de los Estados Unidos, entre otras organizaciones.

El Sr. West fue nombrado Consejero Independiente de Repsol según acuerdo del Consejo de Administración celebrado el 28 de enero de 2015.

B) Altos Directivos

A efectos de información en este apartado y en el epígrafe 15.1 (véase Sección II.A)—“*Tabla de equivalencia*”), Repsol considera “Alto Directivo” o “personal directivo” a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable al Grupo (como la contenida en el *Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto, por el que se regula la relación laboral de carácter especial del personal de alta dirección*), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

Los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol a la fecha del presente Documento de Registro son los siguientes:

Nombre	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó.....	Presidente Ejecutivo
D. Josu Jon Imaz San Miguel.....	Consejero Delegado
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Consejero Secretario General y del Consejo de Administración
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero (CFO)
D. Pedro Fernández Frial.....	Director General de Estrategia, Control y Recursos
Dña. Cristina Sanz Mendiola.....	Directora General de Personas y Organización
Dña. Begoña Elices García.....	Directora General de Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	Director General Exploración y Producción

A continuación se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Comité de Dirección de Repsol que no forman parte del Consejo de Administración:

▪ ***Miguel Martínez San Martín***

Ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y especialista en sistemas de información financiera.

Ha sido Auditor Gerente de Arthur Andersen, Director Económico Financiero de empresas de Elosua y Page Ibérica.

En 1993 se incorporó a Repsol como Director Económico Financiero de Refino y Repsol Comercial, donde también ha ocupado la Dirección de gestión de la red propia de CAMPSA Red. Fue Director de las Estaciones de Servicio de Repsol en Europa y Director General de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Repsol.

En 2007 fue nombrado Director General de Operaciones de la compañía. Actualmente, desempeña el cargo de Director General Económico Financiero (CFO).

▪ ***Pedro Fernández Frial***

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y diplomado PDD por el Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (IESE).

Inició su carrera en el Grupo Repsol en 1980, en el área de Refino. En 1992 se incorporó a la Dirección de Planificación y Control del Grupo con responsabilidad en la planificación del negocio del gas. En 1994 fue nombrado Director de Planificación y Control del área Química. En 2002 fue nombrado máximo responsable de esta área. En 2003 fue designado Director Corporativo de Planificación y Control del Grupo Repsol.

En enero de 2005 pasó a ocupar la posición de Director General de *Downstream*, con responsabilidad sobre los negocios de Refino, Marketing, Química, GLP, Trading y Nuevas Energías.

En la actualidad desempeña el cargo de Director General de Estrategia, Control y Recursos de Repsol, que incluye las áreas de Estrategia, Tecnología, Ingeniería, Compras y Contrataciones, Económico y Fiscal, Seguridad y Medio Ambiente, Planificación, Control de Gestión y Riesgos así como Auditoría y Control de Reservas del Grupo.

▪ ***Cristina Sanz Mendiola***

Ingeniero Industrial Superior por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid con la especialidad Organización Industrial. Desarrolló sus primeros años de actividad profesional en el sector siderometalúrgico trabajando posteriormente un año en Pittsburgh (EE.UU.) como colaboradora en la Carnegie-Mellon University, asociada al Departamento de “*Engineering and Public Policy*”. A continuación, ingresó por oposición en el Cuerpo de Ingenieros Industriales del

Ministerio de Industria y Energía, donde desempeñó el puesto de Subdirectora General de Relaciones Industriales Internacionales. Durante este tiempo estuvo a cargo de las relaciones industriales internacionales bilaterales, así como con la Unión Europea, participando en las negociaciones para la incorporación de España a las Comunidades Económicas Europeas. Posteriormente fue responsable de la Subdirección General de Planificación Energética, incluyendo las áreas de Medio Ambiente e Investigación y Desarrollo en el sector energético.

En 1994 se incorpora al Grupo Repsol como Directora de Medio Ambiente de Repsol, pasando a ocupar posteriormente la Dirección de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad. Desde Mayo de 2007 ocupó el cargo de Directora General de Medios, área de la que fue Directora Corporativa desde 2005, teniendo bajo su responsabilidad las Direcciones de Ingeniería, Tecnología, Seguros, Compras y Contrataciones, Sistemas de la Información y Medio Ambiente y Seguridad.

Actualmente es Directora General de Personas y Organización.

▪ ***Begoña Elices García***

Licenciada en Ciencias de la Información por la Universidad Complutense de Madrid. Actualmente es Directora General de Comunicación y de Presidencia de Repsol, puesto desde el que dirige la interlocución con los medios de comunicación, tanto nacionales como internacionales, regionales y deportivos, así como la comunicación on-line (portal corporativo en Internet) y las acciones de patrocinio deportivo, publicidad e identidad corporativa. Además coordina las acciones de relaciones externas en los complejos industriales y en todos los países en los que Repsol tiene presencia. Antes de su incorporación a Repsol fue Subdirectora General y Directora de Relaciones Informativas del Banco Santander Central Hispano, Directora de Relaciones Informativas y Subdirectora General, Responsable de Relaciones Informativas del Banco Central Hispano, y Directora de Relaciones Informativas del Banco Hispano Americano. Con anterioridad a su incorporación a la comunicación de empresa, Begoña trabajó durante más de 10 años en la agencia EFE, realizando funciones como periodista en las secciones de internacional, nacional y economía.

▪ ***Luis Cabra Dueñas***

Doctor en Ingeniería Química por la Universidad Complutense de Madrid. Ha cursado dirección de empresas en los centros internacionales INSEAD e IMD. Ha sido profesor titular y ha colaborado como Profesor Asociado en las Universidades Complutense y de Castilla-La Mancha. Se incorporó a Repsol en 1984 como ingeniero de procesos en la refinería de petróleo de La Coruña. Después, ha ocupado puestos de dirección en las áreas de Refino, Tecnología, Ingeniería, Compras, y Seguridad y Medio Ambiente. Ha representado a Repsol en asociaciones internacionales, entre ellas ha sido Presidente del Comité de Carburantes de la Asociación Europea de la Industria del Petróleo, Presidente de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles y miembro del European Research Advisory Board.

En septiembre de 2010 fue nombrado Director Ejecutivo de Desarrollo y Producción en la División de *Upstream* de Repsol, y desde mayo de 2012 es Director General de Exploración y Producción de Repsol.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol, S.A., durante los 5 años anteriores a la fecha de este Documento de Registro, ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1 ha sido condenada en relación con delitos de fraude; ni ha sido miembro del órgano de administración, gestión o supervisión ni alto directivo de entidades incursas en cualquier procedimiento concursal o proceso de liquidación; ni ha sido objeto de ninguna incriminación pública oficial ni sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni ha sido descalificada por un tribunal por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de una sociedad emisora o por su actuación en la gestión de los asuntos de una sociedad emisora.

Asimismo, de conformidad con la información de que dispone Repsol, S.A., no existen vínculos de naturaleza familiar entre ninguna de las personas identificadas en este epígrafe.

14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 28—“ *Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y en los apartados C.1.19, C.1.23 y D.6 del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2014 (véase Sección II.C) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

A) *Posibles conflictos de interés entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 14.1 con la sociedad y sus intereses privados y/o otros deberes.*

Durante el ejercicio 2014 y en las reuniones celebradas en este ejercicio hasta la fecha del presente Documento de Registro, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la ratificación del nombramiento y reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en el seno del Consejo de Administración se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta. Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en Repsol, S.A.

Repsol, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de un Consejero y el interés de Repsol, S.A., de conformidad con lo previsto en los artículos 227 y siguientes de la LSC.

- El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros, de forma general, que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de Repsol, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado deberá abstenerse de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.
- El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, debe abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.
- Salvo dispensa del Consejo de Administración, el Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla: (a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquellos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital social de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y (b) no se computarán aquellos Consejeros de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.
- El Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero. Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos,

entre los cuales se encuentra el supuesto en que el Consejero se halle en una situación de conflicto permanente de intereses con Repsol, S.A.

- En cumplimiento del deber de lealtad, los Consejeros deberán conducirse con la solidaridad y coordinación debidas como miembro de un órgano colegiado.
- Los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que Repsol, S.A. realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Especialmente relevantes son los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración. Así, el artículo 19 del Reglamento del Consejo regula la obligación de no competencia de los Consejeros, estableciendo como regla general que los Consejeros no podrán dedicarse, por cuenta propia o ajena, a actividades cuyo ejercicio constituya competencia con Repsol, S.A. salvo que:

- (i) razonablemente sea previsible que la situación de competencia no causará daño a Repsol, S.A. o que el daño previsible se compense con el beneficio esperado que Repsol, S.A. pueda razonablemente obtener por permitir dicha situación;
- (ii) con el asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio internacional, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones informe favorablemente el cumplimiento del requisito (i) anterior; y
- (iii) que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable del setenta y cinco por ciento del capital social presente y representado en la Junta General.

A efectos de lo dispuesto en dicho artículo, se considerará que no se hallan en situación de competencia con la Sociedad, entre otras, las sociedades con las que Repsol, S.A. tenga establecida una alianza estratégica, aun cuando tengan el mismo, análogo o complementario objeto social y mientras permanezca en vigor la alianza.

Por su parte, el artículo 22 del Reglamento del Consejo establece los requisitos sustantivos y procedimentales aplicables a las operaciones de Repsol, S.A. con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Con carácter general (y salvo operaciones de escasa relevancia), las operaciones deberán ser autorizadas por el Consejo de Administración previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Adicionalmente, en el caso de operaciones que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo o que tengan por objeto activos estratégicos de Repsol o que impliquen transferencia de tecnología relevante de Repsol o que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, sólo podrán ser realizadas si la transacción resulta justa y eficiente desde el punto de vista del interés de Repsol y así lo corrobora la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tras recabar el informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, y si la Junta General de Accionistas autoriza la operación con una mayoría reforzada del 75% del capital presente y representado en la Junta General de Accionistas.

Cuando concurren razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General de Accionistas, y siempre y cuando el valor de la transacción no sea superior al 10% de los activos (de conformidad con lo previsto en el artículo 230.2 de la LSC), la operación podrá ser

aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones resulte favorable a la operación; y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incurso en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente antes mencionados.

La Junta General de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, aprobó la incorporación de las previsiones de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración a los Estatutos Sociales mediante la adición de un nuevo artículo 22 bis ("*Operaciones vinculadas*") y de un nuevo artículo 44 bis ("*Prohibición de competencia*").

Por otro lado, la LSC, tras la modificación aprobada por la *Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo*, ha venido a establecer una tipificación más precisa del deber de lealtad de los Consejeros y de los procedimientos a seguir en caso de conflicto de intereses. En particular, el Consejero deberá adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con la sociedad. Este deber obliga al administrador a abstenerse de:

- a) Realizar transacciones con la sociedad, excepto que se trate de operaciones ordinarias, hechas en condiciones estándar para los clientes y de escasa relevancia, entendiéndose por tales aquellas cuya información no sea necesaria para expresar la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la sociedad.
- b) Utilizar el nombre de la sociedad o invocar su condición de administrador para influir indebidamente en la realización de operaciones privadas.
- c) Hacer uso de los activos sociales, incluida la información confidencial de la compañía, con fines privados.
- d) Aprovecharse de las oportunidades de negocio de la sociedad.
- e) Obtener ventajas o remuneraciones de terceros distintos de la sociedad y su grupo asociadas al desempeño de su cargo, salvo que se trate de atenciones de mera cortesía.
- f) Desarrollar actividades por cuenta propia o cuenta ajena que entrañen una competencia efectiva, sea actual o potencial, con la sociedad o que, de cualquier otro modo, le sitúen en un conflicto permanente con los intereses de la sociedad.

Estas previsiones son de aplicación también en el caso de que el beneficiario de los actos o de las actividades prohibidas sea una persona o entidad vinculada al Consejero.

La sociedad podrá dispensar las prohibiciones anteriores en casos singulares autorizando la realización de una determinada transacción con la sociedad, el uso de ciertos activos sociales, el aprovechamiento de una concreta oportunidad de negocio, la obtención de una ventaja o remuneración de un tercero.

La autorización deberá ser necesariamente acordada por la Junta General cuando tenga por objeto la dispensa de la prohibición de obtener una ventaja o remuneración de terceros, o afecte a una transacción cuyo valor sea superior al 10% de los activos sociales.

En los demás casos, la autorización también podrá ser otorgada por el Consejo siempre que quede garantizada la independencia de los miembros que la conceden respecto del Consejero dispensado. Además, será preciso asegurar la inocuidad de la operación autorizada para el patrimonio social o, en su caso, su realización en condiciones de mercado y la transparencia del proceso.

La obligación de no competir con la sociedad solo podrá ser objeto de dispensa en el supuesto de que no quepa esperar daño para la sociedad o el que quepa esperar se vea compensado por los beneficios que prevén obtenerse de la dispensa. La dispensa se concederá mediante acuerdo expreso y separado de la Junta General. En todo caso, a instancia de cualquier socio, la Junta General resolverá sobre el cese del Consejero que desarrolle actividades competitivas cuando el riesgo de perjuicio para la sociedad haya devenido relevante.

De la misma manera, Repsol, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de sus empleados y directivos (incluidos los miembros del Comité de Dirección) y el interés de Repsol, S.A.

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito de los mercados de valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros del Comité de Dirección en su condición de personas con acceso habitual a información confidencial de Repsol (artículo 2.2 del Reglamento Interno de Conducta—“*Registro de Personas Afectadas*”) recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 lo siguiente:

“Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.”

[...]

“Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.”

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, aplicable a todos los directivos y empleados de Repsol, dispone en su apartado 3.6 lo siguiente:

“Los conflictos de intereses aparecen cuando los intereses personales de los empleados, de forma directa o indirecta, son contrarios o entran en colisión con los intereses de la Compañía,

interfieren en el cumplimiento recto de sus deberes y responsabilidades profesionales o les involucran a título personal en alguna transacción u operación económica de la Compañía.

Repsol reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y éticas y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol.

Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la Compañía, se abstendrán de representar a la misma e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, ellos mismos o personas vinculadas a ellos, tuvieran interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol. A estos efectos, tendrán la consideración de personas vinculadas, el cónyuge o las personas con análoga relación de afectividad, los ascendientes, descendientes y hermanos del propio empleado y de su cónyuge, los cónyuges de los ascendientes, descendientes y hermanos del empleado y las sociedades controladas, directa o indirectamente por el empleado o por una persona interpuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos y las personas vinculadas por una relación laboral o Repsol no podrán realizar, por cuenta propia o ajena, tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o de empresas que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente con las de Repsol o que puedan llegar a hacerlo.

Ante una situación de posible conflicto de intereses los empleados de Repsol observarán los siguientes principios generales de actuación:

- a) Comunicación: informarán por escrito a los superiores jerárquicos sobre los conflictos de interés en que estén incurso, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.*
- b) Abstención: se abstendrán de intervenir o influir, directa o indirectamente, en la toma de decisiones que puedan afectar a las entidades de Repsol con las que exista conflicto de interés, de participar en las reuniones en que dichas decisiones se planteen y de acceder a información confidencial que afecte a dicho conflicto.*
- c) Independencia: actuarán en todo momento con profesionalidad, con lealtad a Repsol y sus accionistas e independientemente de intereses propios o de terceros. En consecuencia, se abstendrán en todo caso de primar sus propios intereses o de terceros a expensas de los de Repsol.”*

B) *Cualquier acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros, en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en el apartado 14.1 hubiera sido designada miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o alto directivo.*

Al margen de los consejeros dominicales mencionados que se recogen en el epígrafe 14.1 anterior, ninguno de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. o del Comité de Dirección ha sido designado para su cargo en virtud de algún tipo de acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores o cualquier otra persona o entidad.

C) *Detalles de cualquier restricción acordada por las personas mencionadas en el apartado 14.1 sobre la disposición durante un determinado periodo de tiempo de su participación en los valores de la sociedad.*

El Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito de los mercados de valores, de conformidad con el artículo 81 de la *Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores*, prohíbe a los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol, entre otras personas, la realización de operaciones sobre los valores emitidos por Repsol, S.A. o por sociedades del Grupo Repsol que se negocien en mercados regulados, cuando dispongan de información privilegiada relativa a dichos valores o a los emisores de los mismos.

Asimismo, los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol, en su condición de “Personas Afectadas” (personas con acceso recurrente a información privilegiada de la Sociedad) por el citado Reglamento Interno de Conducta, no podrán realizar operaciones sobre los valores anteriores desde los 15 días anteriores a la fecha de presentación de resultados de Repsol (ya sea anuales, semestrales o trimestrales) hasta el día hábil bursátil siguiente a su publicación.

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A., los miembros del Consejo de Administración son nombrados por la Junta General de Accionistas por el plazo máximo de 4 años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General o, de producirse la vacante una vez convocada la Junta General y antes de su celebración, hasta la celebración de la siguiente Junta General.

Por tanto, el mandato de los actuales administradores expirará una vez transcurridos 4 años desde la fecha de su nombramiento o reelección, según sea el caso, según se detalla en el epígrafe 14.1, con excepción del Sr. Reichstul quien se ha comprometido de forma irrevocable a renunciar a su cargo en la fecha de celebración de la Junta General de accionistas de 2017 (esto es, uno año antes del vencimiento de su mandato), evitando sobrepasar así el límite de 12 años previsto en el artículo 529 duodecimos de la LSC y en el artículo 13.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

De conformidad con el artículo 222 de la LSC, el nombramiento de los administradores caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado junta general o hubiese transcurrido el plazo para la celebración de la junta que ha de resolver sobre la aprobación de las cuentas del ejercicio anterior.

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 28—“Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y en el apartado C.1.45 del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2014 (véase Sección II.C)) y se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2014, al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005 se incorpora por referencia al presente Documento de Registro y puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

El Consejo de Administración ha acordado proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, que se celebrará el próximo 30 de abril de 2015, la aprobación de la Política de Remuneraciones de los Consejeros de Repsol, S.A. para los ejercicios 2015, 2016 y 2017. Según se describe en ella, está previsto que tras la celebración de la Junta General Ordinaria de Accionistas el Consejo de Administración acuerde atribuir todas las funciones ejecutivas al Consejero Delegado, continuando el Sr. Brufau, como Presidente no ejecutivo de la Sociedad, ejerciendo determinadas funciones institucionales, con un papel relevante en la fijación y supervisión de la estrategia a medio y largo plazo, en las relaciones institucionales con la Administración, accionistas y otros grupos de interés (stakeholders) y en la supervisión de las tareas de dirección.

En la propuesta de retribución en esta nueva etapa del Sr. Brufau como Presidente no ejecutivo, el Consejo ha tenido en consideración: (1) que su cese en las funciones ejecutivas que venía desempeñando constituye uno de los supuestos por los que tiene derecho a percibir la compensación económica prevista en su contrato de prestación de servicios de Presidente Ejecutivo que, en caso de extinción contractual antes de su reelección, asciende, junto con la compensación por el pacto de no concurrencia post-contractual a 14.253.691 euros, y; (2) que considera primordial que el Sr. Brufau permanezca como Presidente y quede vinculado con un alto nivel de actividad, implicación y compromiso tanto en apoyo a la gestión como también como corresponde al órgano de administración en las funciones indicadas en el párrafo anterior.

En contemplación de todo ello, el Sr. Brufau ha decidido renunciar al cobro de la compensación económica que se devengaría al término de su contrato como primer ejecutivo y, en contrapartida y dada su permanencia como Presidente con presencia activa y con elevado nivel de actividad e involucración, el Consejo ha acordado, sujeto a la aprobación de la Junta General de Accionistas, que la retribución a percibir por el Sr. Brufau en el caso de reelección, ascienda a 2.500 miles de euros brutos anuales. Dicho importe, en el que se incluyen las cantidades que pueda percibir el Sr. Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración y Comisiones de Sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, se mantendrá fijo hasta la celebración de la Junta General ordinaria de 2019, momento en el que se extinguirá su nuevo contrato. Igualmente, podrá continuar como beneficiario de las retribuciones en especie. En caso de extinción anticipada de ese nuevo contrato antes de la Junta General Ordinaria de 2019, y como parte de la causa de ese mismo acuerdo, el Sr. Brufau tendrá derecho a recibir el importe que reste del pago de cada anualidad hasta dicha Junta, salvo que esta se produzca, entre otras circunstancias, por desistimiento unilateral voluntario por su parte.

16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado C.2 del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)).

A continuación se actualiza la información relativa a las siguientes comisiones de Repsol, S.A.

Comisión Delegada

La composición actual de la Comisión Delegada de Repsol, S.A. es la siguiente:

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Ejecutivo
D. Josu Jon Imaz San Miguel.....	Vocal	Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Vocal y Secretario	Ejecutivo
D. Artur Carulla Font.....	Vocal	Independiente
D. Henri Philippe Reichstul.....	Vocal	Independiente
D. J.Robinson West.....	Vocal	Independiente
D. Isidro Fainé Casas.....	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia.....	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan.....	Vocal	Dominical

Comisión de Auditoría y Control

La composición actual de la Comisión de Auditoría y Control de Repsol, S.A. es la siguiente:

Nombre	Cargo	Tipología
D. Javier Echenique Landiribar.....	Presidente	Independiente
D. Ángel Durández Adeva.....	Vocal	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista.....	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz.....	Vocal	Independiente

16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.

Repsol cumple con la normativa española vigente de gobierno corporativo.

En su informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2014 (apartado G “*Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo*”—véase Sección II.C)), Repsol, S.A. ha dado cuenta del grado de cumplimiento de todas las recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno publicado por la CNMV en junio de 2013. Del total de sus 53 recomendaciones, Repsol cumple íntegramente 49, cumple parcialmente 1 (8ª) y 3 (2ª, 20ª y 31ª) no le son aplicables.

Respecto de la recomendación 8ª, relativa a las competencias del Consejo de Administración, Repsol, S.A. cumple con su contenido a excepción del apartado a.iii), relativo a la definición de la estructura del grupo de sociedades ya que, dada la complejidad y el elevado número de sociedades que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en su normativa interna el contenido de esta recomendación.

En febrero de 2015, la CNMV publicó un nuevo Código de Buen Gobierno de sociedades cotizadas. Actualmente, Repsol está analizando las nuevas recomendaciones incluidas en el Código y la necesidad y conveniencia de adaptación de sus normas internas.

17. EMPLEADOS

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado d).i) de la Nota 23—“Obligaciones con el personal” y de la Nota 28—“Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y en el apartado A.3 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

De acuerdo con los datos de que dispone Repsol, S.A., el número total de acciones de Repsol, S.A. titularidad de los actuales Consejeros asciende a la fecha del presente Documento de Registro, a 592.204 acciones, que representan aproximadamente el 0,043% del capital social de Repsol, S.A.

Nombre/Denominación social	Nº acciones directas	Nº acciones indirectas	Nº acciones totales	Participación total capital (%)	Nº opciones
D. Antonio Brufau Niubó.....	339.865	951	340.816	0,025	--
D. Isidro Fainé Casas	30.472	--	30.472	0,002	--
D. Manuel Manrique Cecilia	116	1.016	1.132	0,000	--
D. Josu Jon Imaz San Miguel	35.794	--	35.794	0,003	--
D. Artur Carulla Font	61.416	--	61.416	0,004	--
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.436	587	2.023	0,000	--
D. Rene Dahan	11.127	--	11.127	0,001	--
D. Ángel Durández Adeva	6.942	--	6.942	0,001	--
D. Javier Echenique Landiribar	--	20.613	20.613	0,001	--
D. Mario Fernández Pelaz	4.793	--	4.793	0,000	--
Dña. María Isabel Gabarró Miquel.....	10.045	4.715	14.760	0,001	--
D. José Manuel Loureda Mantiñán	63	32.604	32.667	0,002	--
D. Juan María Nin Génova.....	288	--	288	0,000	--
D. Henri Philippe Reichstul.....	50	--	50	0,000	--
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	31.171	--	31.171	0,002	--
D. J. Robinson West.....	--	--	--	--	--
Total	533.578	60.486	594.064	0,043	--

Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (página web de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol que no forman parte del Consejo de Administración son titulares de un total de 298.031 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 0,022% del capital social.

Nombre	Nº acciones directas	Nº acciones indirectas	Nº acciones totales	Participación total capital (%)
D. Miguel Martínez San Martín	145.209	--	145.209	0,009
D. Pedro Fernández Frial.....	67.351	--	67.351	0,004
Dña. Cristina Sanz Mendiola.....	57.053	--	57.053	0,003
Dña. Begoña Elices García.....	13.922	--	13.922	0,001
D. Luis Cabra Dueñas	14.496	--	14.496	0,001
Total	298.031	0	298.031	0,022

Asimismo, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen opciones sobre acciones de Repsol, S.A. concedidas a favor de ninguno de sus Consejeros ni de los miembros del Comité de Dirección.

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 14—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014, así como en el apartado A.2 “*Detalle de los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su sociedad a la fecha de cierre del ejercicio, excluidos los consejeros*” y H.3.3 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2014 incluido en la Sección II.C), y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

La siguiente tabla muestra los accionistas significativos de Repsol, S.A. según la última información disponible a la fecha del presente Documento de Registro.

Accionista	Notificaciones de derechos de voto		
	% de derechos de voto		
	Directo	Indirecto	Total
Fundacion Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ⁽¹⁾	--	11,710	11,710
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	--	8,890	8,890
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	--	6,030	6,030
Blackrock, Inc. ⁽⁴⁾	--	3,091	3,091
Total	--	29,721	29,721

Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (página web de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).

(1) Fundacion Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. (11,710%) y Vidacaixa, S.A. (0,000%).

(2) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

(4) Blackrock ostenta su participación a través de diversas filiales, todas ellas con la misma política de voto. La información relativa a Blackrock se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 25 de junio de 2014 sobre la cifra de capital social a dicha fecha.

18.3 El control del emisor

Según el conocimiento de Repsol, S.A., a la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. no está bajo el control, aislada o concertadamente, ni directa o indirectamente, de ninguna persona física o jurídica.

18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.

De acuerdo con la información existente en Repsol, S.A., no existe ningún acuerdo cuya aplicación pueda, en una fecha ulterior, dar lugar a un cambio en el control de Repsol, S.A.

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- (i) en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014: Nota 27—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y Nota 28—“*Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo*” (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro); y
- (ii) en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013: Nota 32—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y Nota 33—“*Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo*” (véase Sección II.D) del presente Documento de Registro).

Asimismo, la información relativa a este epígrafe se recoge:

- en los apartados C.1.15 y C.1.16 (“*Consejo de Administración*”), en los apartados D.2, D.3, D.4 (“*Operaciones vinculadas*”) y en los apartados H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8 (“*Otras informaciones de interés*”) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2014;
- en los apartados C.1.15 y C.1.16 (“*Consejo de Administración*”), en los apartados D.2, D.3, D.4 (“*Operaciones vinculadas*”) y en los apartados H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8 (“*Otras informaciones de interés*”) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2013; y
- en los apartados B.1.11 y B.1.12 (“*Consejo de Administración*”), en los apartados C.2, C.3 y C.4 (“*Operaciones vinculadas*”) y en los apartados G.6, G.7 y G.10 (“*Otras informaciones de interés*”) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2012.

Los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 de la LSC, forman parte integrante del Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2014 y 2013, respectivamente (véanse Secciones II.C) y II.D)).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2012, que puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas en condiciones normales de mercado. A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- (i) Accionistas significativos: según la última información disponible a 31 de diciembre de 2014.
- (ii) Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como a los del Comité de Dirección.
- (iii) Personas o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 31 de diciembre de 2014. Repsol no tiene constancia de la realización desde el 31 de diciembre de 2014 hasta la fecha del presente Documento de Registro de operaciones significativas con partes vinculadas que no formen parte del giro o tráfico ordinario de Repsol o que no se hayan realizado en condiciones de mercado.

20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.

20.1 Información financiera histórica

La información financiera histórica consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios 2014, 2013 y 2012 ha quedado incorporada en el presente Documento de Registro de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A).

Información financiera histórica re-expresada correspondiente al ejercicio 2013

En relación a la aplicación, a partir de 2014, de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo llevó a cabo un análisis para identificar sus acuerdos conjuntos y clasificarlos, bien como operación conjunta (*“joint operation”*) o bien como negocio conjunto (*“joint venture”*) y determinar las necesarias reclasificaciones en los epígrafes del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias y del estado de flujos de efectivo.

El Grupo clasificó como operación conjunta (*“joint operation”*) aquellos acuerdos conjuntos en los que tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Con carácter general, los acuerdos clasificados por el Grupo como operaciones conjuntas, o bien no están articulados a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

Se clasificaron como negocio conjunto (*“joint venture”*) aquellos acuerdos conjuntos que están articulados a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada que limita sus derechos a los activos y sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo, entre los que destacan: el grupo Gas Natural Fenosa, el grupo Repsol Sinopec Brasil, YPFB Andina, S.A. y BPRY Caribbean Ventures, LLC.

A continuación se incluye, únicamente a efectos informativos, información financiera correspondiente al ejercicio 2013 que ha sido re-expresada, de acuerdo con las NIIF, con respecto a la que figura en las Cuentas Anuales formuladas correspondientes al ejercicio 2013, como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 (*“Acuerdos Conjuntos”*). Esta información se presenta como comparativa del ejercicio 2013 en las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

Esta información financiera re-expresada de 2013 fue elaborada a partir de la información financiera auditada correspondiente a 31 de diciembre de 2013, de conformidad con los principios establecidos en la NIIF 11 (*“Acuerdos Conjuntos”*) y no fue objeto de informe elaborado por un auditor independiente, ni constituye información financiera pro-forma a los efectos previstos en el Reglamento 809/2004 (*“Anexo II—Módulo de la información financiera pro-forma”*).

1. Balance de situación consolidado formulado a 31 de diciembre de 2013 y balance de situación consolidado re-expresado a 31 de diciembre de 2013.

En la tabla siguiente se presenta el balance de situación consolidado correspondiente al ejercicio 2013 que fue formulado por el Consejo de Administración el 25 de febrero de 2014, así como el balance de situación consolidado a 31 de diciembre 2013 que ha sido re-expresado a efectos comparativos para reflejar el impacto de la NIIF 11 (“Acuerdos Conjuntos”).

	31/12/2013		31/12/2013 ⁽¹⁾
	Grupo Repsol consolidado formulado (millones €)	Variación	Grupo Repsol consolidado re-expresado (millones €)
BALANCE CONSOLIDADO (Según NIIF-UE)	Auditado	(%)	No auditado
ACTIVO			
Inmovilizado Intangible:	5.325	(3.596)	1.729
a) Fondo de Comercio	2.648	(2.158)	490
b) Otro inmovilizado intangible	2.677	(1.438)	1.239
Inmovilizado material	26.244	(10.218)	16.026
Inversiones inmobiliarias	24	--	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.....	412	9.928	10.340
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	3.625	--	3.625
Activos financieros no corrientes	1.802	86	1.888
Activos por impuesto diferido	4.897	(818)	4.079
Otros activos no corrientes	253	(193)	60
Activo no corriente	42.582	(4.811)	37.771
Activos no corrientes mantenidos para la venta	1.851	(159)	1.692
Existencias	5.256	(318)	4.938
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.726	(2.791)	4.935
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios.....	5.621	(2.402)	3.219
b) Otros deudores	1.634	(304)	1.330
c) Activos por impuesto corriente	471	(85)	386
Otros activos corrientes	144	(3)	141
Otros activos financieros corrientes	93	261	354
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes.....	7.434	(1.718)	5.716
Activo no corriente	22.504	(4.728)	17.776
TOTAL ACTIVO.....	65.086	(9.539)	55.547

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11.

BALANCE CONSOLIDADO (Según NIIF-UE)	31/12/2013		31/12/2013 ⁽¹⁾
	Grupo Repsol consolidado formulado		Grupo Repsol consolidado re-expresado
	(millones €)	Variación	(millones €)
	Auditado	(%)	No auditado
PASIVO Y PATRIMONIO NETO			
PATRIMONIO NETO			
Capital	1.324	--	1.324
Prima de Emisión	6.428	--	6.428
Reservas	259	--	259
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(26)		(26)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas	19.785	--	19.785
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	195	--	195
Dividendos y retribuciones	(232)	--	(232)
Fondos propios	27.733	--	27.733
Activos financieros disponibles para la venta	488	--	488
Otros instrumentos financieros	--	--	--
Operaciones de cobertura	(60)	--	(60)
Diferencias de conversión	(954)	--	(954)
Ajustes por cambios de valor	(526)	--	(526)
Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante	27.207	--	27.207
Intereses minoritarios	713	(470)	243
Total patrimonio neto	27.920	(470)	27.450
Subvenciones	66	(56)	10
Provisiones no corrientes	3.625	(925)	2.700
Pasivos financieros no corrientes	13.125	(4.656)	8.469
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	13.053	(4.640)	8.413
b) Otros pasivos financieros	72	(16)	56
Pasivos por impuesto diferido	3.352	(1.486)	1.866
Otros pasivos no corrientes	2.179	(503)	1.676
Pasivo no corriente	22.347	(7.626)	14.721
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	1.533	(76)	1.457
Provisiones corrientes	303	(54)	249
Pasivos financieros corrientes	4.519	1.314	5.833
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	4.464	1.316	5.780
b) Otros pasivos financieros	55	(2)	53
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.464	(2.627)	5.837
a) Proveedores	4.115	(1.527)	2.588
b) Otros acreedores	4.056	(942)	3.114
c) Pasivos por impuesto corriente	293	(158)	135
Pasivo corriente	14.819	(1.443)	13.376
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	65.086	(9.539)	55.547

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11.

2. Cuenta de resultados consolidada formulada a 31 de diciembre de 2013 y cuenta de resultados re-expresada a 31 de diciembre de 2013.

En la tabla siguiente se presenta la cuenta de resultados consolidada correspondiente al ejercicio 2013 que fue formulada por el Consejo de Administración el 25 de febrero de 2014, así como la cuenta de resultados consolidada a 31 de diciembre de 2013, que ha sido re-expresada a efectos comparativos para reflejar el impacto de la NIIF 11 (“Acuerdos Conjuntos”).

	31/12/2013		31/12/2013 ⁽¹⁾
	Grupo Repsol consolidado formulado	Variación	Grupo Repsol consolidado re-expresado
	(millones €)	(millones €)	(millones €)
CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA (Según NIIF-UE)	Auditado		No auditado
Ventas	54.683	(8.594)	46.089
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos.....	1.063	(298)	765
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación.....	(228)	(13)	(241)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado.....	23	(4)	19
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	13	(12)	1
Otros ingresos de explotación	744	(47)	697
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN.....	56.298	(8.968)	47.330
Aprovisionamientos	(43.170)	4.731	(38.439)
Gastos de personal.....	(2.039)	368	(1.671)
Otros gastos de explotación.....	(5.796)	1.186	(4.610)
Amortización del inmovilizado	(2.559)	1.039	(1.520)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado.....	(163)	32	(131)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(53.727)	7.356	(46.371)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN.....	2.571	(1.612)	959
Ingresos financieros.....	162	(68)	94
Gastos financieros	(963)	312	(651)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	(131)	2	(129)
Diferencias de cambio.....	98	27	125
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	79	-	79
RESULTADO FINANCIERO.....	(755)	273	(482)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	48	757	805
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.864	(582)	1.282
Impuesto sobre beneficios	(947)	516	(431)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	917	(66)	851
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas	(38)	66	28
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	879	--	879
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos⁽¹⁾	(684)	--	(684)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	(684)	--	(684)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE.....	195	--	195

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11.

3. Estado de flujos de efectivo consolidado formulado a 31 de diciembre de 2013 y re-expresado a 31 de diciembre de 2013.

En la tabla siguiente se presenta el estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al ejercicio 2013 que fue formulado por el Consejo de Administración el 25 de febrero de 2014, así como el estado de flujos de efectivo consolidado a 31 de diciembre de 2013, que ha sido re-expresado a efectos comparativos para reflejar el impacto de la NIIF 11 (“Acuerdos Conjuntos”).

	31/12/2013		31/12/2013 ⁽²⁾
	Grupo Repsol consolidado formulado		Grupo Repsol consolidado re- expresado
	(millones €)	Variación	(millones €)
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO (Según NIIF-UE)	Auditado	(millones €)	No auditado
Resultado antes de impuestos	1.864	(582)	1.282
Ajustes de resultado	3.639	(2.172)	1.467
Amortización del inmovilizado	2.559	(1.039)	1.520
Otros ajustes del resultado (netos).....	1.080	(1.133)	(53)
Cambios en el capital corriente	(502)	227	(275)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	(1.005)	1.097	92
Cobros de dividendos	33	595	628
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios.....	(893)	468	(425)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación.....	(145)	34	(111)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación⁽¹⁾	3.996	(1.430)	2.566
Pagos por inversiones	(3.971)	1.636	(2.335)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.....	(183)	40	(143)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.438)	1.446	(1.992)
Otros activos financieros	(350)	150	(200)
Cobros por desinversiones	683	(415)	268
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio.....	155	(11)	144
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	(20)	82
Otros activos financieros	426	(384)	42
Otros flujos de efectivo	--	--	--
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión⁽¹⁾	(3.288)	1.221	(2.067)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio	1.014	--	1.014
Adquisición	(106)	--	(106)
Enajenación	1.120	--	1.120
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	(1.325)	199	(1.126)
Emisión	8.876	(1.735)	7.141
Devolución y amortización	(10.201)	1.934	(8.267)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(528)	58	(470)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	(974)	(52)	(1.026)
Pagos de intereses	(827)	236	(591)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación.....	(147)	(288)	(435)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación⁽¹⁾	(1.813)	205	(1.608)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(54)	36	(18)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes	(1.159)	32	(1.127)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas.....	129	(19)	110
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas.....	2.319	59	2.378
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas.....	246	3	249
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. Interrumpidas	(4)	2	(2)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas	2.690	45	2.735
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo.....	5.903	(1.795)	4.108
Efectivo y equivalentes al final del periodo.....	7.434	(1.718)	5.716
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	31/12/2013		31/12/2013
Caja y bancos	4.650	(739)	3.911
Otros activos financieros	2.784	(979)	1.805
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	7.434	(1.718)	5.716

(1) Incluye los flujos de caja correspondientes a operaciones continuadas.

(2) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver apartado 20.1 "Información financiera histórica" de la Sección II.B) del presente Documento de Registro).

20.2 Información financiera pro-forma

Repsol informa en el epígrafe 5.2.3 de todos los aspectos significativos relativos al acuerdo de adquisición de Talisman Energy Inc. A la fecha del presente Documento de Registro la transacción no se ha cerrado y por tanto Repsol no tiene acceso a la información que sería necesaria para la elaboración de información financiera pro-forma consolidada de Repsol y Talisman. Al ser Talisman un grupo cotizado sujeto a las exigencias de información de los mercados de capitales canadienses y americanos, su información es pública y está disponible en (www.talisman-energy.com).

20.3 Estados financieros

Los estados financieros anuales consolidados correspondientes a los ejercicios 2014, 2013 y 2012 han quedado incorporados en el epígrafe 20.1—“*Información financiera histórica*”, de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A) del presente Documento de Registro.

En el epígrafe 24—“*Documentos para consulta*” se indica dónde pueden ser consultados por cualquier interesado los estados financieros anuales individuales de Repsol, S.A. y consolidados del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2014, 2013 y 2012.

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual

20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. y las consolidadas del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2014, 2013 y 2012 han sido auditadas por Deloitte (véase epígrafe 2—“*Auditoría de cuentas*”), sin que se hayan puesto de manifiesto salvedades en sus correspondientes informes de auditoría. Asimismo, tanto el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. del ejercicio 2014 como en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol del ejercicio 2014, no recogen párrafos de énfasis.

20.4.2 Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.

No hay otra información financiera en el Documento de Registro que haya sido auditada por los auditores.

El auditor ha verificado que la información contable incluida en los informes de gestión consolidados correspondientes a los ejercicios 2014, 2013 y 2012 concuerda con la de las Cuentas Anuales consolidadas, de los ejercicios correspondientes.

20.4.3 Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.

La información de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la Sección II.E) del presente Documento de Registro no ha sido auditada.

Los demás datos financieros históricos incorporados en el presente Documento de Registro han sido extraídos de las Cuentas Anuales o del Informe de Gestión consolidado de los ejercicios 2014 y 2013.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

El último año de información financiera auditada no excede en más de 15 meses a la fecha del presente Documento de Registro.

20.6 Información intermedia y demás información financiera

No procede. A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no ha publicado información financiera intermedia.

20.7 Política de dividendos

20.7.1 Importe de los dividendos por acción en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en la Nota 14—“*Patrimonio Neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 así como en el apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014, que se recogen en la Sección II.C); y
- en la Nota 14—“*Patrimonio Neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 así como en el apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013, que se recogen en la Sección II.D).

El importe de la distribución de dividendos es fijado por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. a propuesta del Consejo de Administración. En la actualidad, Repsol, S.A. no ha establecido una política de reparto de dividendos. Asimismo, el pago de dividendos que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

El Consejo de Administración, en su reunión del pasado 25 de marzo de 2015, ha aprobado someter a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, convocada para el 30 de abril de 2015, la continuación del Programa “Repsol Dividendo Flexible” en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio 2014 y del tradicional dividendo a cuenta del ejercicio 2015. En particular, el Consejo ha aprobado someter a la Junta General Ordinaria en sustitución del dividendo complementario del ejercicio 2014, una retribución, bajo la fórmula del *scrip dividend*, equivalente a 0,50 euros brutos por acción.

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 3—“*Estimaciones y juicios contables*”, en la Nota 21—“*Situación fiscal*” y en la Nota 29—“*Contingencias, Compromisos y Garantías*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase la Sección II.C)). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

Litigios:

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con la venta por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a Occidental Chemical Corporation (“OCC”). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha del contrato de compraventa de las acciones de Chemicals, incluyendo ciertas contingencias medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso la “Second Amended Cross Claim” (“Cross Claim”) contra Repsol, YPF, Maxus, Tierra y CLHH.

En febrero de 2015 Repsol, YPF y Maxus contestaron a la Cross Claim interpuesta por OCC en 2012.

Adicionalmente Repsol y Maxus presentaron sus demandas reconventionales contra la Cross Claim que fueron contestadas por OCC el 2 de marzo de 2015.

El 9 de marzo de 2015 el juez emitió un nuevo calendario procesal que, entre otras cuestiones, fija el acto del juicio para la vista el 11 de enero de 2016.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

Desde el 31 de diciembre de 2014, fecha de los últimos estados financieros publicados, salvo por el acuerdo de adquisición de Talisman (véase epígrafe 5.2.3) y las emisiones de bonos subordinados por importe de 2.000 millones de euros (véase epígrafe 10.1), no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera y comercial de Repsol.

21. INFORMACIÓN ADICIONAL

21.1 Capital social

21.1.1 Importe del capital emitido

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 14—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014, así como en el apartado A.1 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2014 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, y tras la última operación de ampliación de capital como consecuencia de la ejecución de la ampliación de capital liberada aprobada bajo el punto sexto del orden del día por la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014, el capital social de Repsol, S.A. es de 1.374.694.217 euros, dividido en 1.374.694.217 acciones ordinarias representadas por medio de anotaciones en cuenta de una única serie y de un valor nominal de 1 euro cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

a) Número de acciones autorizadas

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014 acordó autorizar al Consejo de Administración, para que, al amparo de lo previsto en el artículo 297.1.b) de la LSC, pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, dentro del plazo de 5 años, en la cantidad nominal máxima de 662.258.010 euros, cifra que se corresponde con la mitad del capital social de Repsol, S.A. en la fecha del acuerdo de la Junta General.

Los aumentos de capital al amparo de esta autorización se realizarán mediante la emisión y puesta en circulación de nuevas acciones –con o sin prima– cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias. En relación con cada aumento, corresponderá al Consejo de Administración decidir si las nuevas acciones a emitir, en su caso, son ordinarias o sin voto, y fijar, en todo lo no previsto, los términos y condiciones de los aumentos de capital y las características de las acciones, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de ejercicio del derecho de suscripción preferente.

El Consejo de Administración podrá también establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital quedará aumentado sólo en la cuantía de las suscripciones efectuadas y dar nueva redacción a los artículos de los Estatutos Sociales relativos al capital y número de acciones.

Asimismo, en relación con los aumentos de capital que se realicen al amparo de esta autorización, el Consejo de Administración podrá decidir la exclusión, total o parcialmente, del derecho de suscripción preferente, si bien esta facultad quedará limitada a ampliaciones de capital que se realicen al amparo de la

delegación hasta la cantidad máxima correspondiente al 20% del capital social de Repsol, S.A. en el momento de esta autorización.

Igualmente, el Consejo de Administración está autorizado para delegar a favor de la Comisión Delegada y/o en uno o varios de los miembros del Consejo o apoderados de Repsol, S.A. las facultades conferidas en virtud del referido acuerdo.

A la fecha del presente Documento de Registro, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. no ha hecho uso de esta autorización.

b) *Número de acciones emitidas e íntegramente pagadas y las emitidas pero no pagadas íntegramente.*

A la fecha del presente Documento de Registro, todas las acciones emitidas de Repsol, S.A. están íntegramente desembolsadas.

c) *Valor nominal por acción, o que las acciones no tienen ningún valor nominal*

El valor nominal unitario por acción es de 1 euro.

d) *Número de acciones de la sociedad en circulación al inicio y al final del ejercicio 2014*

Entre el 1 y el 14 de enero de 2014, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.302.471.907 millones de acciones. Desde el 14 de enero hasta el 10 de julio de 2014, el número de acciones en circulación fue de 1.324.516.020 millones de acciones. Desde el 10 de julio hasta el 31 de diciembre de 2014, inclusive, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.350.272.389 millones de acciones.

21.1.2 *Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.*

No existen acciones que no representen el capital.

21.1.3 *Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales.*

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 14—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y en el apartado A.8 y A.9 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2014 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con la que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A., directamente o a través de sus sociedades participadas, es titular de 873.912 acciones representativas del 0,064% del capital social actual de Repsol, S.A.

21.1.4 *Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.*

La Junta General Ordinaria de Accionistas de 31 de mayo de 2012 aprobó la delegación en el Consejo de la facultad de emitir en una o varias ocasiones y por un plazo máximo de 5 años valores de renta fija, convertibles y/o canjeables por acciones de Repsol, S.A. o canjeables por acciones de otras sociedades, así como warrants (opciones para suscribir acciones nuevas o para adquirir acciones en circulación de Repsol, S.A. o de otras sociedades), por un importe total máximo de 8.400 millones de euros, o su equivalente en otra divisa.

Este límite, a su vez, se divide en dos límites adicionales: (i) Emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de Repsol, S.A. o de warrants sobre acciones de nueva emisión de Repsol, S.A. en las que se excluya el derecho de suscripción preferente (4.400 millones de euros); (ii) Emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de Repsol, S.A. o de warrants en las que no se excluya el derecho de suscripción preferente o de valores (incluyendo warrants) canjeables en acciones de otras sociedades (4.400 millones de euros).

A la fecha del presente Documento de Registro, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. no ha hecho uso de esta autorización ni Repsol, S.A. tiene emitidos valores canjeables ni convertibles en acciones o warrants.

21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

El Consejo de Administración, en su reunión de 25 de marzo de 2015, ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, convocada para el 30 de abril de 2015, la aprobación, en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, de 2 aumentos de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos por un valor de referencia de 687.347.109 euros, el primero y, un máximo de 850.000.000 euros, el segundo, con el compromiso irrevocable de Repsol, en ambos aumentos, de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado.

Al margen de lo anterior y de lo dispuesto en el epígrafe 21.1.1 a), a la fecha del presente Documento de Registro no existen derechos de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.

A la fecha del presente Documento de Registro, el Grupo, dentro de la gestión de su autocartera y con el objeto de cubrir parcialmente ésta, tiene opciones call americanas vendidas sobre acciones de Repsol, S.A, con un nocional total de 500.000 acciones (nocional de 200.000 acciones con Santander, de 150.000 acciones con Morgan Stanley y de 150.000 acciones con Natixis), un precio de ejercicio (“*strike*”) de 18,50 euros por acción y fecha de vencimiento de 19 de junio de 2015.

21.2 Estatutos y escritura de constitución

21.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2 de los Estatutos Sociales, Repsol, S.A. tiene por objeto:

- I. La investigación, exploración, explotación, importación, almacenamiento, refino, petroquímica y demás operaciones industriales, transporte, distribución, venta, exportación y comercialización de hidrocarburos de cualquier clase, sus productos derivados y residuos.*
- II. La investigación y desarrollo de otras fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos y su explotación, fabricación, importación, almacenamiento, distribución, transporte, venta, exportación y comercialización.*
- III. La explotación de inmuebles y de la propiedad industrial y la tecnología de que dispone la Sociedad.*

- IV. *La comercialización de todo tipo de productos en instalaciones anexas a estaciones de servicio y aparatos surtidores y a través de las redes de comercialización de los productos de fabricación propia, así como la prestación de servicios vinculados al consumo o utilización de estos últimos.*
- V. *La prestación a sus sociedades participadas de servicios de planificación, gestión comercial, “factoring” y asistencia técnica o financiera, con exclusión de las actividades que se hallen legalmente reservadas a entidades financieras o de crédito.”*

Sin perjuicio de su obtención o consulta en el Registro Mercantil de Madrid, cualquier persona interesada puede consultar los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. en el domicilio social de la misma, e igualmente a través de la página web de Repsol (www.repsol.com).

La escritura de constitución de Repsol, S.A. puede ser consultada en el Registro Mercantil de Madrid.

21.2.2 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.

En el apartado C. del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2014 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro) se recoge información relativa a este epígrafe. Dicha información se complementa con la que se recoge a continuación.

Las cláusulas relativas a los miembros de los órganos administrativos, de gestión y de supervisión, se recogen en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración. Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. que puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

El Capítulo Tercero del Reglamento del Consejo contiene el Estatuto Jurídico del Consejero de Repsol, S.A. en el que se regulan cuestiones como el nombramiento, reelección, ratificación y cese; régimen de incompatibilidades; duración del cargo; deberes generales; deber de confidencialidad; obligación de no competencia, uso de información y activos sociales; oportunidades de negocios; operaciones vinculadas; derecho de asesoramiento e información y régimen retributivo del Consejero.

Como punto noveno del Orden del Día de la Junta General Ordinaria de Accionistas convocada para el 30 de abril de 2015 se propone una modificación estatutaria que comprende las disposiciones de los Estatutos relativos al Consejo de Administración, sus comisiones y el estatuto de los Consejeros. Bajo este punto, se somete a los accionistas la modificación de los artículos 32 (Composición cualitativa del Consejo), 33 (Competencias de administración y supervisión), 39 (Comisión de Auditoría y Control), 39 bis (Comisión de Nombramientos y Retribuciones), 40 (Presidente, Vicepresidente y Consejero Independiente Coordinador), 42 (Secretario y Vicesecretario), 43 (Duración del cargo y provisión de vacantes), 44 (Obligaciones generales de los Consejeros), 45 (Remuneración de los administradores), y 45 ter (Evaluación externa del Consejo), y la adición de un artículo 45 bis (Aprobación de la política de remuneraciones de los Consejeros). Dicha modificación tiene por objeto, principalmente, la adaptación de los Estatutos a las reformas legales introducidas en la LSC por la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo.

21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.

La modificación de los derechos de los accionistas de Repsol, S.A. requiere la modificación de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A.

Hasta la celebración de la Junta General Ordinaria de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2012, los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. no establecían condiciones distintas de las contenidas en la LSC para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27 (“*Deliberación y adopción de acuerdos*”), relativo al número máximo de votos que podía emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial, contenida en el último párrafo del artículo 22 (“*Acuerdos especiales, constitución y mayorías*”) de los mencionados Estatutos Sociales, requerían, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

La Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012 aprobó, por un lado, la supresión de las anteriores previsiones del artículo 22 (“*Acuerdos especiales, constitución y mayorías*”) y del artículo 27 (“*Deliberación y adopción de acuerdos*”) de los Estatutos Sociales y, por otro, la inclusión en el artículo 22 de una referencia a los nuevos supuestos de mayorías cualificadas: (i) modificaciones a los artículos 22.bis (“*Operaciones vinculadas*”) y 44.bis (“*Prohibición de competencia*”) de los Estatutos Sociales; (ii) la autorización de operaciones vinculadas significativas; y (iii) la concesión por la Junta General de Accionistas de la prohibición de competencia a los administradores.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014, aprobó una modificación de los Estatutos Sociales (entre otros, del artículo 22 “*Acuerdos especiales, constitución y mayorías*”) por la que se exige una mayoría reforzada del 75% del capital social con derecho a voto concurrente a la Junta para la aprobación de cualquier operación que tenga por objeto o produzca como efecto la división o liquidación de los negocios de *Upstream* y/o *Downstream*; y la aprobación de modificaciones estructurales (transformación, fusión, escisión, incluida la segregación, así como el traslado del domicilio social al extranjero) que, conforme a la legislación societaria vigente en ese momento, únicamente quedarían sujetas a una mayoría superior al 50% si concurrieran a la Junta accionistas que representaran menos de la mitad del capital social suscrito.

Como punto octavo del Orden del Día de la Junta General Ordinaria de Accionistas convocada para el 30 de abril de 2015 se propone una modificación estatutaria de, entre otros, los artículos relativos a las competencias de la Junta General y al régimen de mayorías para la adopción de acuerdos.

Las propuestas de modificación del artículo 15 de los Estatutos tienen por objeto adaptar dichos preceptos a las novedades introducidas por la *Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo*, en relación con la determinación de las competencias exclusivas de la Junta y en materia de mayorías.

Así, en el elenco de competencias exclusivas de la Junta General recogido ya en el artículo 15, se propone incorporar las relativas a actos de adquisición o enajenación de activos esenciales, la aprobación de la política de remuneraciones de los consejeros, la dispensa de las obligaciones derivadas del deber de lealtad en los supuestos en que es legalmente preceptiva la autorización de la Junta, la transferencia a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, y la aprobación de operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la Sociedad. Se aprovecha además la ocasión para completar el elenco con otras competencias ya previstas en la LSC, que no constaban en los Estatutos (como la aprobación del balance final de liquidación), y para eliminar la previsión relativa a la separación de los negocios de *Upstream* y *Downstream* incorporada en la Junta General Ordinaria de 28 de marzo de 2014, previsión que el Consejo de Administración considera que ya no es necesaria al haber quedado absorbida por otras más genéricas, preceptivas por Ley, y, singularmente, por aquéllas que reservan a la Junta la competencia para operaciones sobre activos esenciales, la escisión o, en su caso, la liquidación.

También se propone modifica el artículo 15 para aclarar que la mayoría necesaria para adoptar cada decisión puede ser diferente, y para coordinarlo con la modificación del régimen de mayorías que igualmente se propone en relación al artículo 22.

Por otro lado, se propone modificar el artículo 22 para reunir en un único precepto todas las reglas relativas a las mayorías necesarias para la adopción de acuerdos en la Junta (la mayoría legal general, a la mayoría legal cualificada, y a la mayoría estatutaria cualificada). En el apartado 1, relativo a la regla general de adopción de acuerdos que no requieren quórum de constitución reforzados, se propone explicitar, al amparo de lo previsto en la LSC, que la mayoría aplicable por defecto es la mayoría simple. En el apartado 2 se definen los acuerdos que requieren la aprobación por mayoría absoluta incluyendo los previstos legalmente, es decir, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, incluidos el aumento o la reducción del capital, la emisión de obligaciones, la supresión o la limitación del derecho de adquisición preferente de nuevas acciones, la transformación, la fusión, la escisión, la cesión global de activo y pasivo, el traslado del domicilio al extranjero y la disolución de la Sociedad. El apartado 3 recoge los supuestos de mayoría cualificada, fijada en el 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta, suprimiendo los relativos a modificaciones estructurales (transformación, fusión, escisión, cesión global de activo y pasivo, traslado internacional del domicilio social) y la separación de los negocios de Upstream y Downstream. Una vez que la nueva ley ha introducido una disciplina más severa de los conflictos de interés, no parecía necesario seguir manteniendo para este tipo de operaciones una mayoría tan cualificada que, en ocasiones, podría restar flexibilidad a Repsol.

21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.

Convocatoria

1. La Junta General, Ordinaria o Extraordinaria, se convocará por el Consejo de Administración mediante anuncio publicado, al menos, en los siguientes medios: (i) el Boletín Oficial del Registro Mercantil o uno de los diarios de mayor circulación en España; (ii) la página web de la CNMV (www.cnmv.es); y (iii) en la página web de Repsol (www.repsol.com). Entre la convocatoria y la fecha prevista para la celebración de la reunión deberá existir un plazo de, al menos, un mes, salvo en los casos en que la ley establezca una antelación diferente, en cuyo caso se estará a lo que ésta disponga.

El anuncio contendrá las menciones legalmente exigibles y, en todo caso, expresará el nombre de la sociedad, la fecha, hora y lugar de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que vayan a tratarse incluidos en el Orden del Día, así como el cargo de la persona o personas que realicen la convocatoria. Asimismo, hará constar la fecha y hora en la que, si procediera, se reunirá la Junta General de Accionistas en segunda convocatoria, en cuyo caso entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. Asimismo, el anuncio expresará la fecha en la que el accionista deberá tener registradas a su nombre las acciones para poder participar y votar en la Junta General de Accionistas. El anuncio consignará igualmente el lugar y la forma en que puede obtenerse el texto completo de los documentos y propuestas de acuerdo y la dirección de la página web en que estará disponible la información, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.

Además, el anuncio deberá contener una información clara y exacta de los trámites que los accionistas deberán seguir para participar y emitir su voto en la Junta General de Accionistas, incluyendo, en particular, los siguientes extremos:

- (i) El derecho a solicitar información, a incluir puntos en el orden del día y a presentar propuestas de acuerdo, así como el plazo de ejercicio. Cuando se haga constar que en la página web de la sociedad se puede obtener información más detallada sobre tales derechos, el anuncio podrá limitarse a indicar el plazo de ejercicio.
- (ii) El sistema para la emisión de voto por representación, con especial indicación de los formularios que deban utilizarse para la delegación de voto y de los medios que deban emplearse para que la sociedad pueda aceptar una notificación por vía electrónica de las representaciones conferidas.

- (iii) Los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia, sea por correo o por medios electrónicos.

La Junta General de Accionistas se celebrará en el lugar que indique la convocatoria dentro del municipio en que tenga su domicilio la sociedad.

Si la Junta General de Accionistas, debidamente convocada, no se celebrara en primera convocatoria ni se hubiese previsto en el anuncio la fecha de la segunda, deberá ésta ser anunciada, con los mismos requisitos de publicidad que la primera, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de la Junta General de Accionistas no celebrada y con 10 días de antelación a la fecha de la reunión.

Se enviará una copia del mismo a las bolsas de valores en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

2. El Consejo de Administración deberá convocar Junta General Extraordinaria de Accionistas cuando lo solicite un número de socios titular de, al menos, un 3% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar. En este caso, el Consejo de Administración dispondrá como máximo de 2 meses, contados desde que hubiere sido requerido notarialmente al efecto, para convocar la reunión con la antelación mínima legalmente exigible.
3. Los accionistas que representen, al menos, el 3% del capital social podrán solicitar que se publique un complemento de la convocatoria de la Junta General de Accionistas incluyendo uno o más puntos en el orden del día, siempre que los nuevos puntos vayan acompañados de una justificación o, en su caso, de una propuesta de acuerdo justificada. El ejercicio de este derecho deberá hacerse mediante notificación fehaciente, donde se acreditará la titularidad del indicado porcentaje del capital y que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los 5 días siguientes a la publicación de la convocatoria. El complemento de la convocatoria deberá publicarse con 15 días de antelación como mínimo a la fecha establecida para la reunión de la Junta General de Accionistas. Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación, Repsol, S.A. hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a Repsol, S.A.
4. Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General de Accionistas, Repsol, S.A. publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del Orden del Día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información requerida por la Ley. Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Derecho de asistencia y ejercicio del voto

1. Podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con 5 días de antelación a su celebración, y dispongan de la correspondiente tarjeta de asistencia.

El Consejo de Administración podrá, dando cuenta de ello en cada convocatoria establecer el canje de las tarjetas de asistencia emitidas por otros documentos normalizados de registro de la asistencia a la Junta General de Accionistas expedidos por Repsol, S.A., para facilitar la elaboración de la lista de asistentes, el ejercicio del derecho de voto y demás derechos inherentes a la condición de accionista.

El registro de las tarjetas de asistencia comenzará 2 horas antes de la señalada para la celebración de la Junta General de Accionistas.

2. El voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el Orden del Día de cualquier clase de Junta General de Accionistas, podrá delegarse o ejercitarse por el accionista mediante correspondencia postal, electrónica o cualquier otro medio de comunicación a distancia, siempre que se garantice

debidamente la identidad del sujeto que ejerce su derecho de voto. Los accionistas que emitan sus votos a distancia deberán ser tenidos en cuenta a efectos de constitución de la Junta como presentes.

En función de las disposiciones vigentes en cada momento y del estado de la técnica, el Consejo de Administración establecerá para cada Junta el procedimiento más adecuado para la delegación o el ejercicio del derecho de voto por medio de comunicación a distancia. Dicho procedimiento será descrito con detalle en la convocatoria de la Junta General de Accionistas.

21.2.7 Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. ni en ninguno de sus reglamentos internos que establezca el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad de sus accionistas.

22. CONTRATOS RELEVANTES

A continuación se describen los contratos relevantes, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial, de los cuales es parte el Grupo Repsol.

▪ Acuerdo de Repsol con la Caixa para el control conjunto de Gas Natural

El 11 de enero de 2000, Repsol y la Caixa firmaron un acuerdo en relación con Gas Natural, que fue modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003.

Los aspectos más significativos de estos acuerdos con la Caixa son los siguientes:

- Repsol y la Caixa controlarán conjuntamente Gas Natural de conformidad con los principios de transparencia, independencia y diligencia profesional.
- El Consejo de Administración de Gas Natural estará compuesto por 17 consejeros. Repsol y la Caixa tendrán derecho a proponer 5 consejeros cada una. Repsol y la Caixa votarán a favor de los consejeros propuestos por la otra parte. Un consejero será propuesto por Caixa de Catalunya y los 6 restantes serán consejeros independientes.
- La Caixa propondrá al Presidente del Consejo de Administración de Gas Natural y Repsol propondrá al Consejero Delegado, comprometiéndose una y otra parte a que los consejeros por cada una propuestos y nombrados apoyen la designación de estos cargos dentro del Consejo de Administración.
- La Comisión Ejecutiva de Gas Natural estará constituida por 8 miembros, 3 de los cuales serán propuestos por Repsol y 3 más por la Caixa de entre los consejeros propuestos para el Consejo de Administración de Gas Natural, incluyendo al Presidente y al Consejero Delegado. Los 2 consejeros ejecutivos restantes serán consejeros independientes.
- Con anterioridad a la presentación del Consejo de Administración de Gas Natural, Repsol y la Caixa acordarán conjuntamente (i) el plan estratégico de Gas Natural, que incluirá todas las decisiones que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de Gas Natural; (ii) la estructura organizativa de Gas Natural; (iii) el presupuesto anual de Gas Natural; (iv) las operaciones de concentración; y (v) cualquier adquisición o enajenación de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de Gas Natural.

Estos acuerdos permanecerán en vigor en tanto que Repsol, S.A. y la Caixa sean titulares de una participación mínima del 15% en el capital de Gas Natural. A la fecha del presente Documento de Registro, la participación de Repsol S.A. en el capital de Gas Natural, es del 30%.

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.

23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos

El presente Documento de Registro no incluye declaraciones o informes atribuidos a expertos.

23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos

No procede.

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA

Durante el periodo de validez del presente Documento de Registro, los siguientes documentos de Repsol, S.A. pueden inspeccionarse dónde se indica a continuación:

<u>Documento</u>	<u>Domicilio social Repsol</u>	<u>Página web Repsol⁽¹⁾</u>	<u>Página web CNMV⁽²⁾</u>	<u>Registro Mercantil de Madrid</u>
Escritura de constitución	Sí	No	No	Sí
Estatutos sociales.....	Sí	Sí	No	Sí
Reglamento de la Junta General de Accionistas	Sí	Sí	Sí	Si
Reglamento del Consejo de Administración	Sí	Sí	Sí	Sí
R.I.C.M.V. ⁽³⁾	Sí	Sí	Sí	No
I.A.G.C. ⁽⁴⁾ (Ejercicios 2014, 2013 y 2012).....	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2013	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2012	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2012	Sí	Sí	Sí	Sí

(1) www.repsol.com.

(2) www.cnmv.es.

(3) Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores.

(4) Informe Anual de Gobierno Corporativo (de conformidad con lo previsto en el artículo 538 de la LSC, forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado correspondiente).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes más significativos publicados en la página web de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 25 de febrero de 2015 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2014) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

De estos hechos relevantes los más significativos son los siguientes:

- Hecho relevante de 26 de marzo de 2015 (núm. registro 220.704) por el que Repsol, S.A. comunicó propuestas e informes sometidos a la Junta General de accionistas, incluyendo las relativas a la composición del Consejo de Administración.
- Hecho relevante de 18 de marzo de 2015 (núm. registro 220.324) por el que Repsol, S.A. comunicó el cierre de dos emisiones de bonos híbridos por un importe total de 2.000 millones de euros.

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

En el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2014 (véase la Sección II.C) del presente Documento de Registro), se incluye la denominación, país, actividad, datos de capital y patrimonio neto (correspondiente a los últimos estados financieros individuales aprobados por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas y elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes), así como el porcentaje de participación de Repsol, S.A. en las principales sociedades del Grupo. Adicionalmente, en la Nota 9 de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2014 se incluye información sobre las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.

Asimismo, en el epígrafe 7 del Documento de Registro se incluye información sobre las participaciones accionariales de Repsol, S.A. en el capital de sus principales sociedades controladas, controladas conjuntamente y asociadas. Al margen de estas participaciones no existen otras participaciones accionariales que puedan tener efecto significativo en la valoración o posición financiera de Repsol.

Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 27 de abril 2015.

Firmado en representación de Repsol, S.A.
p.p.

D. Miguel Martínez San Martín
Director General Económico Financiero (CFO)

C) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2014.

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría Cuentas
Anuales Consolidadas del
ejercicio terminado el 31 de
diciembre de 2014 e Informe de
Gestión Consolidado

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Repsol, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (el Grupo Repsol), que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2014, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo Repsol, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, que se identifica en la Nota 2 de la memoria consolidada adjunta, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2014, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2014 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.

Inscrita en el R.O.A.C nº S0692



Javier Ares San Miguel

25 de Febrero de 2015

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2014



REPSOL, S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre y 1 de enero de 2013

ACTIVO	Nota	Millones de euros		
		31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾	01/01/2013 ⁽¹⁾
Inmovilizado Intangible:		1.859	1.729	1.759
a) Fondo de Comercio	6	498	490	490
b) Otro inmovilizado intangible	7	1.361	1.239	1.269
Inmovilizado material	8	17.141	16.026	17.832
Inversiones inmobiliarias		23	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	9	11.110	10.340	11.230
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	4	-	3.625	5.392
Activos financieros no corrientes	11	593	1.888	1.505
Activos por impuesto diferido	21	3.967	4.079	2.506
Otros activos no corrientes	11	155	60	50
ACTIVO NO CORRIENTE		34.848	37.771	40.299
Activos no corrientes mantenidos para la venta	10	98	1.692	288
Existencias	12	3.931	4.938	5.175
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	13	5.685	4.935	4.932
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		3.083	3.219	3.556
b) Otros deudores		1.970	1.330	1.043
c) Activos por impuesto corriente		632	386	333
Otros activos corrientes		176	141	222
Otros activos financieros corrientes	11	2.513	354	200
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	11	4.638	5.716	4.108
ACTIVO CORRIENTE		17.041	17.776	14.925
TOTAL ACTIVO		51.889	55.547	55.224

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre y 1 de enero de 2013

	Nota	Millones de euros		
		31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾	01/01/2013 ⁽¹⁾
PASIVO Y PATRIMONIO NETO				
PATRIMONIO NETO				
Capital		1.375	1.324	1.282
Prima de Emisión		6.428	6.428	6.428
Reserva Legal		259	259	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(127)	(26)	(1.245)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.524	19.785	20.526
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.612	195	-
Dividendos y retribuciones		(1.569)	(232)	(184)
FONDOS PROPIOS	14	27.502	27.733	27.054
Activos financieros disponibles para la venta		(5)	488	57
Operaciones de cobertura		(163)	(60)	(210)
Diferencias de conversión		603	(954)	(199)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	14	435	(526)	(352)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	14	27.937	27.207	26.702
INTERESES MINORITARIOS	14	217	243	285
TOTAL PATRIMONIO NETO		28.154	27.450	26.987
Subvenciones		9	10	10
Provisiones no corrientes	15	2.386	2.700	1.367
Pasivos financieros no corrientes:	16	7.612	8.469	9.877
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		7.524	8.413	9.675
b) Otros pasivos financieros		88	56	202
Pasivos por impuesto diferido	21	1.684	1.866	1.509
Otros pasivos no corrientes	19	1.801	1.676	2.981
PASIVO NO CORRIENTE		13.492	14.721	15.744
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	10	-	1.457	20
Provisiones corrientes	15	240	249	212
Pasivos financieros corrientes:	16	4.086	5.833	5.688
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		3.952	5.780	5.620
b) Otros pasivos financieros		134	53	68
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:	20	5.917	5.837	6.573
a) Proveedores		2.350	2.588	2.702
b) Otros acreedores		3.402	3.114	3.724
c) Pasivos por impuesto corriente		165	135	147
PASIVO CORRIENTE		10.243	13.376	12.493
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		51.889	55.547	55.224

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Ventas		45.433	46.089
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos		409	765
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(224)	(241)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		290	19
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras		1	1
Otros ingresos de explotación		1.383	697
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	22	47.292	47.330
Aprovisionamientos		(38.254)	(38.439)
Gastos de personal		(1.729)	(1.671)
Otros gastos de explotación		(4.847)	(4.610)
Amortización del inmovilizado		(1.796)	(1.520)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(588)	(131)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	22	(47.214)	(46.371)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		78	959
Ingresos financieros		134	94
Gastos financieros		(576)	(651)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		529	(129)
Diferencias de cambio		(304)	125
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		369	79
RESULTADO FINANCIERO	24	152	(482)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	9	892	805
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.122	1.282
Impuesto sobre beneficios	21	(146)	(431)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		976	851
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		39	28
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		1.015	879
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	25	597	(684)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		1.612	195

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		<u>Euros / acción</u>	<u>Euros / acción ⁽²⁾</u>
Básico	14	1,17	0,14
Diluido	14	1,17	0,14

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 "Bases de presentación").

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 14 "Patrimonio Neto" y de acuerdo a lo descrito en la Nota 2 "Bases de presentación".

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre
2014 y 2013

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2014	31/12/2013 ⁽²⁾
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO ⁽¹⁾			
(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)		1.573	167
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(5)	1
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		(5)	1
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(223)	610
Por valoración de otros instrumentos financieros		(42)	(240)
Por coberturas de flujos de efectivo		(142)	40
Diferencias de conversión		1.486	(646)
Entidades valoradas por el método de la participación		44	(91)
Efecto impositivo ⁽³⁾	14	118	(128)
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		1.241	(455)
TOTAL		1.236	(454)
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(452)	(2)
Por valoración de otros instrumentos financieros		42	220
Por coberturas de flujos de efectivo		18	102
Diferencias de conversión		(4)	(2)
Entidades valoradas por el método de la participación		8	13
Efecto impositivo ⁽⁴⁾	14	112	(63)
TOTAL		(276)	268
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		2.533	(19)
a) Atribuidos a la entidad dominante		2.558	14
b) Atribuidos a intereses minoritarios		(25)	(33)

⁽¹⁾ Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas*” y “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*”.

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

⁽³⁾ En 2014 incluye el impacto fiscal de la valoración de activos financieros disponibles para la venta por importe de 60 millones de euros (-162 millones de euros en 2013), de otros instrumentos financieros por importe de 13 millones de euros (64 millones de euros en 2013), de coberturas de flujos de efectivo por importe de 30 millones de euros (-23 millones de euros en 2013) y por diferencias de conversión por importe de 16 millones de euros (-7 millones de euros en 2013).

⁽⁴⁾ En 2014 incluye el impacto fiscal de la valoración de activos financieros disponibles para la venta por importe de 122 millones de euros (1 millón de euros en 2013), de otros instrumentos financieros por importe de -13 millones de euros (-62 millones de euros en 2013), de coberturas de flujos de efectivo por importe inferior al millón de euros (-4 millones de euros en 2013) y por diferencias de conversión por importe de 1 millón de euros (2 millones de euros en 2013).

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de estos estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios					Total Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante	Intereses minoritarios ⁽¹⁾	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor			
Saldo final al 31/12/2012	1.282	24.956	(1.245)	2.060	(351)	26.702	770	27.472
Ajustes	-	-	-	-	-	-	(485)	(485)
Saldo inicial ajustado	1.282	24.956	(1.245)	2.060	(351)	26.702	285	26.987
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(1)	-	195	(180)	14	(33)	(19)
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	42	(42)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(51)	-	-	-	(51)	(3)	(54)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(206)	1.219	-	-	1.013	-	1.013
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(464)	-	-	-	(464)	-	(464)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.060	-	(2.060)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(12)	-	-	5	(7)	(6)	(13)
Saldo final al 31/12/2013	1.324	26.240	(26)	195	(526)	27.207	243	27.450
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.324	26.240	(26)	195	(526)	27.207	243	27.450
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(5)	-	1.612	951	2.558	(25)	2.533
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	51	(51)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(1.324)	-	-	-	(1.324)	(1)	(1.325)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	2	(101)	-	-	(99)	-	(99)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(400)	-	-	-	(400)	-	(400)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	195	-	(195)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(15)	-	-	10	(5)	-	(5)
Saldo final al 31/12/2014	1.375	24.642	(127)	1.612	435	27.937	217	28.154

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 "Bases de presentación").

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de estos estados de cambios en el patrimonio neto consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos		1.122	1.282
Ajustes de resultado:		1.410	1.467
Amortización del inmovilizado	7 y 8	1.796	1.520
Otros ajustes del resultado (netos)		(386)	(53)
Cambios en el capital corriente		966	(275)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(315)	92
Cobros de dividendos	9	530	628
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(611)	(425)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(234)	(111)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación ⁽²⁾	26	3.183	2.566
Pagos por inversiones:	4, 7 y 8	(4.200)	(2.335)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(18)	(143)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.606)	(1.992)
Otros activos financieros		(1.576)	(200)
Cobros por desinversiones:	4	4.792	268
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		116	144
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		84	82
Otros activos financieros		4.592	42
Otros flujos de efectivo		4	-
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión ⁽²⁾		596	(2.067)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	14	(82)	1.014
Adquisición		(171)	(106)
Enajenación		89	1.120
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	16	(3.184)	(1.126)
Emisión		4.488	7.141
Devolución y amortización		(7.672)	(8.267)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	14	(1.712)	(470)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(474)	(1.026)
Pagos de intereses		(610)	(591)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		136	(435)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación ⁽²⁾		(5.452)	(1.608)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		147	(18)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(1.526)	(1.127)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		(86)	110
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		535	2.378
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		(1)	249
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		-	(2)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		448	2.735
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	11	5.716	4.108
Efectivo y equivalentes al final del periodo	11	4.638	5.716
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Caja y bancos		2.210	3.911
Otros activos financieros		2.428	1.805
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		4.638	5.716

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 "Bases de presentación").

(2) Incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones continuadas.

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de estos estados de flujos de efectivo consolidados.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2014
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

INDICE

(1)	INFORMACIÓN GENERAL	10
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	10
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES.....	13
(4)	CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO	17
(5)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS	21
(6)	FONDO DE COMERCIO	24
(7)	OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE	25
(8)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	27
(9)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	30
(10)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	33
(11)	ACTIVOS FINANCIEROS.....	33
(12)	EXISTENCIAS.....	37
(13)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	38
(14)	PATRIMONIO NETO.....	38
(15)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	44
(16)	PASIVOS FINANCIEROS.....	45
(17)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL	50
(18)	OPERACIONES CON DERIVADOS	56
(19)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	58
(20)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	60
(21)	SITUACIÓN FISCAL.....	61
(22)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	68
(23)	OBLIGACIONES CON EL PERSONAL	70
(24)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS.....	73
(25)	RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS.....	74
(26)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN.....	75
(27)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	75
(28)	RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....	79
(29)	CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS	84
(30)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE	89
(31)	PLANTILLA	92
(32)	REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES	92
(33)	HECHOS POSTERIORES	93

ANEXOS

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2014.....	94
ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	97
ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2014	99
ANEXO III: MARCO REGULATORIO	105
ANEXO IV: POLÍTICAS CONTABLES	118
ANEXO V: RE-EXPRESIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2013.....	134

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol, S.A. y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) componen un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refinado, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación y distribución de electricidad.

Las actividades del Grupo se desarrollan en más de 35 países y su sede social está en España.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes cuentas anuales es Repsol, S.A. que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 70.10.

El domicilio social se encuentra en la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, donde también se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). La Compañía también dispone de un Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Las presentes cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de fecha 25 de febrero de 2015, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 28 de marzo de 2014.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2014. Las NIIF adoptadas y en vigor en la UE, difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB, sin embargo estas diferencias no tienen impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2014, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar estimaciones contables y juicios en la

aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios, asunciones y estimaciones resultan más significativas, se detallan en la Nota 3 “Estimaciones y juicios contables”.

2.1) Nuevos estándares emitidos

A continuación se detallan las normas y modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que han sido de aplicación obligatoria en el ejercicio 2014:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados* ⁽¹⁾.
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* ⁽¹⁾.
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas* ⁽¹⁾.
- NIC 27 *Estados Financieros Separados* ⁽¹⁾.
- NIC 28 *Inversiones en asociadas y joint ventures* ⁽¹⁾.
- Modificaciones a la NIIFs 10, 11 y 12 *Guía de transición* ⁽¹⁾.
- Modificaciones a la NIIFs 10 y 12 y a la NIC 27 *Entidades de Inversión*.
- Modificaciones a la NIC 32 *Presentación de activos y pasivos financieros por el neto*.
- Modificaciones a la NIC 39 *Novación de derivados y continuación de la contabilidad de coberturas*.

⁽¹⁾ Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Dichas normas fueron objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y con posibilidad de aplicación anticipada. El Grupo Repsol ha aplicado estas normas a partir del 1 de enero de 2014.

En relación a la aplicación, a partir de 2014, de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo no ha tenido ningún impacto significativo en el patrimonio neto de los estados financieros consolidados del Grupo. No obstante, dicha aplicación sí ha supuesto cambios importantes en la presentación de dichos estados financieros, dado que hasta el 31 de diciembre de 2013, el Grupo venía aplicando el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto, método que deja de ser de aplicación a partir del 1 de enero de 2014.

Se ha llevado a cabo un análisis para identificar sus acuerdos conjuntos y clasificarlos, bien como operación conjunta (“*joint operation*”) o bien como negocio conjunto (“*joint venture*”) y determinar las necesarias reclasificaciones en los epígrafes del balance de situación, de la cuenta de pérdidas y ganancias y del estado de flujos de efectivo.

El Grupo ha clasificado como operación conjunta (“*joint operation*”) aquellos acuerdos conjuntos en los que tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Con carácter general, los acuerdos clasificados por el Grupo como operaciones conjuntas, o bien no están articulados a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

Se han clasificado como negocio conjunto (“*joint venture*”) aquellos acuerdos conjuntos que están articulados a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada que limita sus derechos a los activos y sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

A continuación se presenta el impacto de la primera aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* sobre el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y el estado de flujos de efectivo consolidado a 31 de diciembre de 2013:

	Millones de euros		
	Formulado	Re-expresado	Variación
	(NIC31)	(NIIF11)	
	31/12/2013	31/12/2013	
Balances de situación			
Activo no corriente	42.582	37.771	(4.811)
Activo corriente	22.504	17.776	(4.728)
TOTAL ACTIVOS	65.086	55.547	(9.539)
Total Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante	27.207	27.207	-
Intereses minoritarios	713	243	(470)
Pasivo no corriente	22.347	14.721	(7.626)
Pasivo corriente	14.819	13.376	(1.443)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	65.086	55.547	(9.539)

	Millones de euros		
	Formulado	Re-expresado	Variación
	(NIC31)	(NIIF11)	
	31/12/2013	31/12/2013	
Cuenta de pérdidas y ganancias			
Ingresos de explotación	56.298	47.330	(8.968)
Gastos de explotación	(53.727)	(46.371)	7.356
Resultado financiero	(755)	(482)	273
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	48	805	757
Impuesto sobre beneficios	(947)	(431)	516
Intereses minoritarios	(38)	28	66
Resultado atribuido sociedad dominante de operaciones continuadas	879	879	-

	Millones de euros		
	Formulado	Re-expresado	Variación
	(NIC31)	(NIIF11)	
	31/12/2013	31/12/2013	
Estado de flujos de efectivo			
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación ⁽¹⁾	3.996	2.676	1.320
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión ⁽¹⁾	(3.288)	311	(3.599)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación ⁽¹⁾	(1.813)	(1.361)	(452)
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES	7.434	5.716	1.718

⁽¹⁾ Incluye los flujos de efectivo de operaciones interrumpidas.

En el Anexo V se muestran de forma detallada el balance de situación consolidado, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y el estado de flujos de efectivo consolidado a 31 de diciembre de 2013 re-expresados por la aplicación de la NIIF 11.

En lo referente al resto de normas y modificaciones de las mismas detalladas en este apartado A), su aplicación no ha supuesto impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales.

En relación a las normas, interpretaciones y modificaciones que serán de aplicación en futuros ejercicios, véase el apartado 1 del Anexo IV.

2.2) Comparación de la información

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 con fecha 1 de enero de 2014 (véase apartado anterior), la información presentada correspondiente al ejercicio 2013 ha sido re-expresada a efectos comparativos.

Por otro lado, y de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2013 se ha re-expresado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2013, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado “Repsol dividendo flexible” descrito en la Nota 14 “*Patrimonio Neto*”.

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 6, 7, 8 y 15), y (v) el valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver apartado 24 del Anexo IV y Nota 18).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver “*Test de Deterioro y el cálculo del valor recuperable de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio y metodología para la estimación del valor recuperable*” en esta Nota). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del grupo.

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Para la estimación de las reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y directrices del PRMS-SPE.

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medio ambiente, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Nota 29 y Nota 30).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los saldos de impuestos de la compañía (ver Nota 21).

Test de deterioro y el cálculo del valor recuperable de los activos

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable al menos con carácter anual y siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio y las áreas geográficas en las que opera la compañía. En este sentido, en el segmento *Upstream*, cada UGE se corresponde con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas “bloques”, por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí, dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Estaciones de Servicio y GLP) y áreas geográficas. En relación con el GNL se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas, con carácter general a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en la cuenta de resultados.

Una vez se ha registrado una pérdida por deterioro de valor, la base de amortización a considerar a partir de ese momento tendrá en cuenta con carácter prospectivo la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en periodos anteriores. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

La metodología utilizada por el Grupo en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. El presupuesto anual y el plan estratégico establecen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad, en el que se contemplan variables macroeconómicas como la inflación, crecimiento del PIB, tipo de cambio, etc. que son las utilizadas en la cuantificación de las mencionadas estimaciones de ingresos y gastos. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).

La valoración de los activos de Exploración y Producción (*Upstream*) utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

- a) Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de Repsol. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.
- b) Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realiza teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS-SPE y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.
- c) Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor correspondiente al ejercicio 2014 y siguientes ha sido del 2%.

En el caso del *Downstream*, para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se calcula la evolución prevista de las variables clave, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El periodo de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. De forma particular:

- a) En el negocio de Refino y por el efecto de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a 25 años. A los efectos del cálculo de los valores residuales, se consideran únicamente las inversiones de mantenimiento y en su caso las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGE.
- b) Los flujos de caja en los negocios de GNL que no fueron objeto de la transacción de venta descrita en la Nota 4, han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:
- i. Precios del gas y del GNL: Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH (Henry Hub) y NBP (National Balancing Point), ajustándose en su caso de acuerdo con referencias del mercado correspondiente, en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. Al igual que lo descrito para el segmento de Exploración y Producción, estos precios se obtienen tanto de las bases del presupuesto anual como, a partir del segundo año, de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético.
 - ii. Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL: Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio, así como a la estimación de la actividad de trading, todo ello conforme al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos, como la estimación de precios indicada en el punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada. La tasa de descuento utilizada, considera el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2014 y 2013, por segmento y por área geográfica son las siguientes:

	2014	2013
UPSTREAM ⁽¹⁾		
América	7,2% - 11,1%	8,1% - 11,9%
Europa, Norte de África y Asia	7,5% - 10,3%	8,1% - 10,4%
DOWNSTREAM	3,4% - 9,6%	4,6% - 10,2%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en USD.

Para aquellas UGE que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGE en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas “variaciones razonablemente previsibles” pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGE en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGE a las variaciones que considera razonablemente previsibles. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo han considerado las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad

Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent, WTI y HH)	10%
Descenso en el volumen de ventas	5%
Aumento de los costes operativos e inversión	5%
Descenso en el margen de contribución unitario	5%
Aumentos en la tasa de descuento	50p.b

En este sentido, Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

(4) CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos. En el Anexo I de estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos más significativos, participados directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación durante el ejercicio 2014.

Los principales cambios en la composición del Grupo en los ejercicios 2014 y 2013 se detallan en el Anexo Ib "*Principales variaciones del perímetro de consolidación*". A continuación se detallan las principales variaciones en el perímetro de consolidación y sus efectos en los estados financieros consolidados.

4.1) Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A

4.1.1) Acciones expropiadas

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció un proyecto de Ley que declaraba, entre otras medidas, de interés público y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. (conjuntamente con sus sociedades dependientes, "YPF") perteneciente a Repsol y disponía la ocupación temporánea de las acciones expropiadas. La participación del Grupo Repsol en YPF S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital. Ese mismo día, entró en vigor el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 530 (el "*Decreto de Intervención*"), que dispuso la intervención transitoria de YPF S.A. y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó mediante el Decreto N° 557 la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a Repsol YPF Gas S.A. (conjuntamente con sus sociedades dependientes, "YPF Gas") en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba un 84,997% de su capital social.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo de 2012 entró en vigor la Ley 26.741 (la "*Ley de Expropiación*"), que declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A., representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A., que equivale al 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas (las "*Acciones Expropiadas*").

El 27 de febrero de 2014 Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. de una parte y, la

República Argentina, de otra, firmaron el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el “Convenio”), con el que se pretendía poner fin a la controversia originada por la expropiación. Simultáneamente, Repsol, de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A., de otro, suscribieron el “Convenio de Finiquito” por el que, principalmente, las partes acordaban el desistimiento de las acciones y/o reclamos iniciados y otorgaban una serie de renunciaciones e indemnidades mutuas.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconocía una deuda, en firme, a Repsol de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la expropiación de las Acciones Expropiadas y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la “Compensación”), junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarían el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina entregaría a Repsol títulos de deuda pública argentina (“Títulos Públicos”) en dólares, si bien la República no quedaba liberada de su obligación de pago con su sola entrega sino cuando Repsol cobrara el importe total de la Compensación.

El 8 de mayo de 2014 entró en vigor el Convenio y se entregó a Repsol para pago de la Compensación una cartera de Títulos Públicos con valor nominal total de 5.317 millones de dólares.

Entre el 9 y el 22 de mayo de 2014 Repsol formalizó con JP Morgan Securities varias operaciones de venta de la totalidad de los Títulos Públicos por un precio de 4.997 millones de dólares. Con estas ventas quedó extinguida la deuda reconocida por la República Argentina.

Tratamiento contable

Como consecuencia de las medidas expropiatorias antes señaladas, Repsol perdió en 2012 el control de YPF e YPF Gas y los derechos correspondientes a las Acciones Expropiadas se reconocieron en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” por su valor razonable, de acuerdo al valor recuperable esperado (5.000 millones de dólares).

A 31 de diciembre de 2013 el saldo registrado en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” por las Acciones Expropiadas del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. ascendía a 3.625 millones de euros.

El 8 de mayo de 2014, con la entrada en vigor y plena eficacia del Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación, se dieron de baja los derechos sobre las Acciones Expropiadas (5.000 millones de dólares) y se registró el derecho de cobro correspondiente a la Compensación reconocida en el Convenio, por un importe de 5.000 millones de dólares, en el epígrafe de “*Activos financieros no corrientes*”. También se transfirió a la cuenta de pérdidas y ganancias (“*Resultado del ejercicio por operaciones interrumpidas*”) un importe negativo de 28 millones de euros, previamente registrado en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, correspondiente al impacto del tipo de cambio dólar/euro sobre las Acciones Expropiadas.

El derecho de cobro se canceló como consecuencia de la venta de la cartera de bonos entregados por la República Argentina para pago de la compensación por un precio total de 4.997 millones de dólares. El importe total de los intereses, gastos y diferencias de cambio asociadas a la adquisición, tenencia y venta de estos bonos supuso un resultado financiero de 59 millones de euros antes de impuestos.

4.1.2) *Acciones no expropiadas*

Las acciones no expropiadas del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A se registraron en 2012, como consecuencia de la pérdida de control, como “*Activos financieros no corrientes*” en el balance y se valoraron a su valor de mercado correspondiente a su precio de cotización.

Entre abril de 2012 y mayo de 2014 Repsol aumentó su cartera de acciones de YPF S.A. no sujetas a

expropiación, fundamentalmente como consecuencia de la ejecución de garantías de préstamos consistentes en prendas de acciones de YPF S.A.

En 2014 Repsol vendió acciones representativas del 12,38% del capital social de YPF S.A., por un precio de 1.316 millones de dólares. Estas operaciones generaron una plusvalía antes de impuestos de 453 millones de euros, registrada en el epígrafe “*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*” del resultado financiero.

4.2) Venta de parte de los activos y negocios del GNL

En los ejercicios 2014 y 2013, en el marco del compromiso de desinversiones recogido en el Plan Estratégico 2012-2016, se ha llevado a cabo la venta de parte de los activos y negocios de GNL iniciándose con la firma de un acuerdo con Shell el 26 de febrero de 2013 y concluyéndose en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013 y enero de 2014.

Con anterioridad a la venta, el negocio del GNL de Repsol incluía: (i) las participaciones minoritarias en las plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago y Perú, (ii) la participación minoritaria en la planta de ciclo combinado en España, (iii) las actividades de comercialización, transporte y trading, (iv) los negocios de regasificación, comercialización y trading de Norteamérica, (v) el proyecto integrado de GNL en Angola.

El perímetro de la operación con Shell incluía los negocios de los numerales (i), (ii) y (iii) y correspondía a las siguientes sociedades del Grupo: Repsol LNG Port of Spain B.V, Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago y Repsol LNG Trinidad y Tobago, Ltd. (conjuntamente y en adelante “*Atlantic LNG*”), Peru LNG Company, Llc. (“*Peru LNG*”), y la sociedad Bahía Bizkaia Electricidad, S.L (“*BBE*”). Adicionalmente Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (“*Repsol Comercializadora*”) formaba parte del perímetro de la venta y a 31 de diciembre de 2013 se encontraba clasificada en los epígrafes de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*”, hasta su venta definitiva en enero de 2014.

El 11 de octubre de 2013 Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de BBE a BP por 135 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta de activos de GNL a Shell, se transmitió finalmente a BP, tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente. La transacción generó en 2013 una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros registrada en el epígrafe de “*Resultado de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 25).

El valor neto contable de los activos netos que fueron dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	15
Otros activos corrientes	4
Activo no corriente	48
TOTAL ACTIVO	67
Pasivo corriente	12
Pasivo no corriente	9
TOTAL PASIVO	21
ACTIVOS NETOS	46

El 31 de diciembre de 2013, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de comercialización de GNL a largo plazo así como de los activos y negocios de GNL en Trinidad y Tobago y Perú, correspondientes a las participaciones del Grupo Repsol en Atlantic LNG y Peru LNG, por

importe de 2.446 millones de euros lo que generó en 2013 una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros registrada en el epígrafe “Resultado de operaciones interrumpidas” (ver Nota 25).

El valor neto contable de los activos netos que fueron dados de baja se detalla a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Otros activos corrientes	211
Activo no corriente	919
TOTAL ACTIVO	1.154
Pasivo corriente	103
Pasivo no corriente	56
TOTAL PASIVO	159
ACTIVOS NETOS	995

Como consecuencia de esta venta se produjo la ruptura de la gestión integrada de dichos activos con los activos y negocios que Repsol mantiene en Norteamérica (fundamentalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte propiedad de Repsol Energy Canada, filiales del Grupo Repsol) y que formaban parte de la misma UGE, registrándose a 31 de diciembre de 2013 una provisión por deterioro de dichos activos (ver Notas 7 y 8), así como una provisión por el contrato oneroso “*Process or pay*” asociado a la planta de Canaport (ver Nota 15) por un importe total de 1.410 millones de euros antes de impuestos, registrado en el epígrafe de “*Resultados de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 25).

El 1 de enero de 2014 se completó la última transacción relacionada con la venta de parte de los activos y negocios de GNL a Shell por importe de 730 millones de dólares de la sociedad Repsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de gas natural licuado (GNL). A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como mantenidos para la venta.

El valor contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	236
Otros activos corrientes	210
Activo no corriente	1.110
TOTAL ACTIVO	1.556
Pasivo corriente	1.172
Pasivo no corriente	284
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	1.456
ACTIVOS NETOS	100

Esta operación ha generado en 2014 una plusvalía antes de impuestos de 433 millones de euros (este importe incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, que ascendían a 3 millones de euros) que se ha registrado en el epígrafe de “*Resultado de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 25).

4.3) Otras desinversiones

En el mes de marzo de 2014 Repsol ha vendido a Enagás su participación del 10% en el gaseoducto de Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) por 109 millones de euros una vez deducidos los ajustes al precio. A 31 de diciembre de 2013 esta participación estaba clasificada como mantenida para la venta.

Esta transacción ha generado una plusvalía neta de 57 millones de euros registrada en el epígrafe “*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos*”.

El 24 de enero de 2013, y cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil, Repsol Exploración Karabashky B.V. aportó el 100% de la sociedad Eurotek a AR Oil&Gas B.V. (“*AROG*”, sociedad en la que el Grupo participa en un 49%) por un valor de 315 millones de dólares sin impacto en la cuenta de resultados consolidada.

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación*.

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía.

En este sentido y como consecuencia de la culminación en enero de 2014 de la venta de gran parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4), el segmento GNL perdió su consideración de segmento de operación. A partir de dicha fecha los activos y negocios del GNL retenidos por el Grupo se consideran de manera conjunta con el resto de actividades del *Downstream*.

A 31 de diciembre de 2014, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural;
- *Downstream*, correspondiente a (i) las actividades de refino, trading y transporte de crudo y productos, así como la comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (iii) los proyectos de generación renovable; y
- *Gas Natural Fenosa*, a través de la participación en Gas Natural SDG, S.A., cuyas actividades principales son la distribución y comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

La Compañía desarrolla una parte relevante de sus actividades a través de participaciones en negocios conjuntos. En este sentido, para la toma de decisiones de gestión sobre la asignación de recursos y evaluación del rendimiento, se consideran las magnitudes operativas y económicas de los negocios conjuntos bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. Por esta razón, los resultados relativos a los segmentos incluyen, de acuerdo con su porcentaje de participación, las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

De esta manera, atendiendo a la realidad de los negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, el Grupo ha decidido expresar como medida del resultado de cada segmento el resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS) y neto de impuestos (Resultado Neto Ajustado).

El Resultado Neto Ajustado se presenta de acuerdo con el método de valoración de existencias de coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, que difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea (MIFO). Este método se utiliza para facilitar la comparabilidad con otras compañías del sector. De acuerdo con el mismo, los precios de compra de los volúmenes vendidos en el periodo se determinan de acuerdo con los precios actuales de las compras de dicho periodo. El efecto

inventario es la diferencia entre el resultado de acuerdo con el coste de reposición y el resultado a MIFO y se presenta neto de su efecto fiscal y de minoritarios.

Asimismo, el Resultado Neto Ajustado excluye los resultados no recurrentes, esto es, aquellos que se originan por hechos o transacciones que caen fuera de las actividades ordinarias o típicas de la empresa, tienen carácter excepcional y surgen de hechos aislados.

Por otro lado, el rendimiento del segmento Gas Natural Fenosa se evalúa en base al resultado neto que aporta y al flujo de caja que se obtiene a través del cobro de dividendos. Por tanto, el resultado de este segmento se expresa como el resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia y en el resto de magnitudes únicamente se incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo Repsol como accionista de Gas Natural SDG, S.A.

Para cada una de las magnitudes identificadas como “ajustadas” se indican las partidas y los conceptos que permiten su conciliación con las magnitudes correspondientes de la cuenta de pérdidas y ganancias.

A continuación se muestra la apertura por segmentos de las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol:

Segmentos	Millones de euros					
	Importe neto de la cifra de negocios procedente de clientes		Importe neto de la cifra de negocios entre segmentos		Total importe neto de la cifra de negocios	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Upstream	2.950	3.277	1.332	1.519	4.282	4.796
Downstream	44.685	45.458	36	6	44.721	45.464
Corporación	25	11	6	2	31	13
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos ⁽¹⁾	-	-	(1.374)	(1.527)	(1.374)	(1.527)
TOTAL ⁽²⁾	47.660	48.746	-	-	47.660	48.746

NOTA: El importe neto de la cifra de negocios ajustada se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto de los estados financieros consolidados correspondientes a dicho período.

(1) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

(2) El importe neto de la cifra de negocios ajustada a 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluye las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importe de 1.818 millones de euros (Upstream, Downstream y Corporación, 1.748, 68 y 2 millones de euros, respectivamente) y 1.892 millones de euros (1.812, 78 y 2 millones de euros, respectivamente).

Segmentos	Millones de euros	
	2014	2013
Upstream	589	980
Downstream	1.012	479
Gas Natural Fenosa	441	458
Corporación	(335)	(574)
Resultado Neto Ajustado de los segmentos sobre los que se informa	1.707	1.343
Otros Resultados		
Efecto patrimonial	(606)	(187)
Resultado no recurrente	(86)	(277)
Resultado atribuido a minoritarios	(39)	(28)
Impuesto sobre beneficios		
Impuesto sobre beneficios	146	431
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.122	1.282

NOTA: El Resultado Neto Ajustado se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto de los estados financieros consolidados correspondientes a dicho período.

Otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Millones de euros									
	Upstream		Downstream		Gas Natural Fenosa		Corporación y Ajustes		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación ⁽¹⁾	206	289	100	94	4.567	4.358	-	-	4.873	4.741
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	63	26	14	20	439	433	-	-	516	479
Dotación de amortización de inmovilizado ⁽²⁾	(1.563)	(1.231)	(704)	(725)	-	-	(59)	(52)	(2.326)	(2.008)
Ingresos / (gastos) por pérdida de valor de los activos ⁽³⁾	(506)	(14)	152	(102)	-	-	(1)	-	(355)	(116)
Inversiones de explotación ⁽⁴⁾	2.843	2.317	702	672	-	-	88	53	3.633	3.042
Impuesto sobre beneficios ⁽⁵⁾	(446)	(970)	(204)	(48)	-	-	97	211	(553)	(807)
Capital Empleado ⁽⁶⁾	11.167	9.526	11.492	12.020	4.567	4.357	2.863	1.711	30.089	27.614

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto de los estados financieros consolidados correspondientes a dicho período.

- ⁽¹⁾ Las inversiones y resultados de inversiones contabilizadas por el método de la participación, no incluyen las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importe de 6.237 millones de euros (*Upstream*, *Downstream* y *Corporación*, 6.150, 80 y 7 millones de euros, respectivamente) y 5.599 millones de euros (*Upstream*, *Downstream* y *Corporación*, 5.435, 153 y 11 millones de euros, respectivamente) y 376 millones de euros (377, 2 y -3 millones de euros, respectivamente) y 326 millones de euros (327, 1 y -2 millones de euros, respectivamente) en 2014 y 2013 respectivamente.
- ⁽²⁾ La dotación a la amortización ajustada a 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluye las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importes negativos de 530 millones de euros (*Upstream*, *Downstream* y *Corporación*, 522, 7 y 1 millones de euros, respectivamente) y 488 millones de euros (*Upstream*, *Downstream*, 481 y 7, respectivamente).
- ⁽³⁾ Los ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos ajustados a 31 de diciembre de 2013 incluyen las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importe de (7) millones de euros correspondientes íntegramente al segmento *Upstream* (en 2014 no hay ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos ajustados). Adicionalmente, en relación con el análisis de deterioro de activos existen provisiones de onerosidad tal y como se detallan en las Notas 8 y 15.
- ⁽⁴⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo pero no incluye inversiones en “*Otros activos financieros*”. Las inversiones de explotación ajustadas a 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluyen las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importe de 1.113 (*Upstream*, *Downstream*, 1.087 y 26 millones de euros, respectivamente) y 1.015 millones de euros (1.003 y 12 millones de euros, respectivamente).
- ⁽⁵⁾ El impuesto sobre beneficios ajustado a 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluyen las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importe negativo de 407 (*Upstream*, *Downstream*, 406 y 1 millón de euros, respectivamente) y 376 millones de euros correspondientes íntegramente al segmento *Upstream*.
- ⁽⁶⁾ Incluye el capital empleado correspondiente a los negocios conjuntos, las partidas correspondientes al activo no corriente no financiero, el fondo de maniobra operativo y otras partidas del pasivo no financieras. No incluye, en 2013, el correspondiente a operaciones interrumpidas.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Importe neto de la cifra de negocios		Resultado neto ajustado		Inversiones de explotación		Activos no corrientes ⁽¹⁾	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Upstream	4.282	4.796	589	980	2.843	2.317	12.294	10.433
Norteamérica y Brasil	1.146	1.000	145	90	1.298	1.191	5.699	4.821
Norte de África	456	939	25	227	79	78	794	772
Resto del Mundo	2.680	2.857	419	663	1.466	1.048	5.801	4.840
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Downstream	44.721	45.464	1.012	479	702	672	11.307	10.946
Europa	41.527	43.121	784	363	576	585	9.447	9.520
Resto del Mundo	5.935	5.220	228	116	126	87	1.861	1.426
Ajustes	(2.741)	(2.877)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	-	-	441	458	-	-	4.567	4.358
Corporación y otros ajustes	(1.343)	(1.514)	(335)	(574)	88	53	815	734
Activos de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	3.625
TOTAL	47.660	48.746	1.707	1.343	3.633	3.042	28.983	30.096

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Las

magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto de los estados financieros consolidados correspondientes a dicho período.

- (1) Se excluyen las “*Inversiones financieras no corrientes*”, “*Activos por impuestos diferidos*” y “*Otros activos no corrientes*”. Los activos no corrientes a 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluyen las magnitudes correspondientes a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales por importe de 5.293 millones de euros (*Upstream, Downstream* y Corporación, 5.128, 156 y 9 millones, respectivamente) y 4.066 millones de euros (*Upstream, Downstream*, 3.945 y 121 millones de euros, respectivamente).

(6) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	89	95
Repsol Gas del Perú, S.A.	42	37
Repsol Italia, SpA	28	28
Refinería la Pampilla, S.A.	28	25
Otras compañías	39	33
FONDO DE COMERCIO ⁽²⁾	498	490

- (1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “*Bases de presentación*”).

- (2) Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 11 y 4 millones de euros en 2014 y 2013 respectivamente. En relación a la evaluación del deterioro de valor del fondo de comercio ver Nota 3.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Saldo al inicio del ejercicio	490	490
Adquisiciones	-	-
Variaciones del perímetro de consolidación	11	5
Desinversiones	(2)	(1)
Diferencias de conversión	10	(4)
Saneamientos	(7)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(4)	-
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	498	490

- (1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “*Bases de presentación*”).

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2014 y 2013 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Upstream	-	1
Resto del Mundo	-	1
Downstream ⁽²⁾	498	489
Europa	420	421
Resto del Mundo	78	68
TOTAL	498	490

- (1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “*Bases de presentación*”).

- (2) Corresponde a un total de 12 UGE siendo el importe individualmente más significativo el 24% del total del segmento.

(7) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

	Millones de euros					
	Derechos para la vinculación de EESS y otros derechos	Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Derechos Emisión de CO ₂ ⁽⁴⁾	Otro inmovilizado	Total
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2013 ⁽¹⁾	758	807	395	79	272	2.311
Inversiones ⁽²⁾	14	55	46	1	1	117
Retiros o bajas	(54)	(45)	(2)	-	(3)	(104)
Diferencias de conversión	(5)	(32)	(2)	-	(1)	(40)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	16	(15)	(4)	(7)	-	(10)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	729	770	433	73	269	2.274
Inversiones ⁽²⁾	31	38	59	-	3	131
Retiros o bajas	(16)	-	(2)	-	(3)	(21)
Diferencias de conversión	14	97	6	-	2	119
Variación del perímetro de consolidación ⁽³⁾	-	-	3	-	1	4
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	13	12	4	(16)	6	19
Saldo a 31 de diciembre de 2014	771	917	503	57	278	2.526
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2013 ⁽¹⁾	(455)	(148)	(291)	(7)	(141)	(1.042)
Amortizaciones	(45)	(7)	(20)	-	(2)	(74)
Retiros o bajas	53	-	2	-	3	58
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	-	-	(17)	(2)	(18)
Diferencias de conversión	3	5	1	-	-	9
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	(3)	37	-	7	2	43
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(11)	(11)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(446)	(113)	(308)	(17)	(151)	(1.035)
Amortizaciones	(42)	(54)	(27)	-	(2)	(125)
Retiros o bajas	14	-	1	-	2	17
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(20)	-	(1)	1	(20)
Diferencias de conversión	(7)	(16)	(3)	-	(2)	(28)
Variación del perímetro de consolidación ⁽³⁾	-	-	-	-	(2)	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	4	-	-	18	6	28
Saldo a 31 de diciembre de 2014	(477)	(203)	(337)	-	(148)	(1.165)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013	283	657	125	56	118	1.239
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	294	714	166	57	130	1.361

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”)

⁽²⁾ Las inversiones en 2014 y 2013 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Gabón y en Rumanía en 2014 y en Bulgaria y Oriente Medio en 2013.

⁽³⁾ Ver en Nota 4 “Cambios en la composición del Grupo”.

⁽⁴⁾ En el ejercicio 2014, la columna “Derechos de Emisión de CO₂” incluye, fundamentalmente, 43 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2014 de acuerdo con el Plan de Asignación Nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2013 por importe de 54 millones de euros. En el ejercicio 2013, la misma columna “Derechos de Emisión” incluye, fundamentalmente, 60 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2013 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2012 por importe de 69 millones de euros.

⁽⁵⁾ Incluye el deterioro de los activos de GNL en Norteamérica ver apartado “Deterioro de valor de Otro Inmovilizado Intangible” de esta Nota.

Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.SS) y otros derechos, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en el apartado 7 del Anexo IV “*Políticas Contables*”.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 7 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2 millones de euros en 2013. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente (ver Nota 3).

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 140 millones de euros y 117 millones de euros en 2014 y 2013 respectivamente, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

Deterioro de valor de “*Otro Inmovilizado Intangible*”

En 2014 incluye deterioros de bonos exploratorios en Namibia y Estados Unidos correspondientes al segmento *Upstream* por importe de 20 millones de euros. En 2013 se registró un deterioro por importe de 11 millones de euros por los activos asociados a las actividades de GNL en Norteamérica, en el epígrafe “*Movimientos de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 4).

En 2013, las correcciones valorativas de los derechos de emisión de CO₂ (ver Nota 30) por la depreciación de los derechos de emisión de CO₂ por importe de 16 millones de euros, se vieron compensadas, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

(8) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de euros							
COSTE	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
Saldo a 1 de enero de 2013⁽¹⁾	2.399	17.838	7.933	1.383	1.612	1.316	857	33.338
Inversiones	3	17	803	395	1	43	641	1.903
Retiros o bajas	(19)	(274)	(14)	(10)	(2)	(31)	(6)	(356)
Diferencias de conversión	(18)	(93)	(353)	(59)	(1)	(14)	(6)	(544)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	-	-	(19)	-	-	-	(19)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	30	391	194	34	(1.490)	24	(509)	(1.326)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	-	-	-	-	(67)	-	-	(67)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	2.395	17.879	8.563	1.724	53	1.338	977	32.929
Inversiones	57	12	691	901	1	79	642	2.383
Retiros o bajas	(19)	(194)	-	(38)	(3)	(20)	(124)	(398)
Diferencias de conversión	58	284	1.134	177	3	50	24	1.730
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	11	28	-	(1)	-	-	-	38
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	29	564	(43)	(48)	3	65	(745)	(175)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	2.531	18.573	10.345	2.715	57	1.512	774	36.507
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2013⁽¹⁾	(625)	(9.256)	(3.288)	(1.026)	(370)	(941)	-	(15.506)
Amortizaciones	(56)	(593)	(570)	(161)	(3)	(63)	-	(1.446)
Retiros o bajas	17	272	-	(1)	2	29	-	319
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	(18)	(1)	-	-	(70)	-	(90)
Diferencias de conversión	3	24	143	37	1	6	-	214
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	-	-	19	-	-	-	19
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(2)	6	(5)	(29)	379	(2)	-	347
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	(251)	(428)	-	-	(52)	(29)	-	(760)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(915)	(9.993)	(3.721)	(1.161)	(43)	(1.070)	-	(16.903)
Amortizaciones	(45)	(588)	(627)	(343)	(3)	(65)	-	(1.671)
Retiros o bajas	13	184	-	16	3	121	-	337
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	21	121	(383)	(103)	-	18	-	(326)
Diferencias de conversión	(42)	(126)	(526)	(98)	(2)	(23)	-	(817)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	(18)	-	-	-	-	-	(18)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	5	9	1	14	-	3	-	32
Saldo a 31 de diciembre de 2014	(963)	(10.411)	(5.256)	(1.675)	(45)	(1.016)	-	(19.366)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013	1.480	7.886	4.842	563	10	268	977	16.026
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014⁽⁴⁾	1.568	8.162	5.089	1.040	12	496	774	17.141

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

(2) Ver en Nota 4 “*Cambios en la composición del Grupo*”. En 2013 incluye la baja de parte de los activos de GNL por importe neto de 221 millones de euros.

(3) En 2014 y 2013 incluye reclasificaciones del epígrafe “*Inmovilizado en curso*” fundamentalmente a “*Maquinaria e instalaciones*”, por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo. En 2013, adicionalmente incluye reclasificaciones de 1.111 millones al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” de los activos del GNL correspondientes a Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (véase Nota 4) que a 31 de diciembre de 2013 estaban pendientes de transmisión.

(4) A 31 de diciembre de 2014 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 1.267 millones de euros (985 millones de euros en 2013).

(5) En 2013 incluye 837 millones de euros correspondientes a los movimientos de operaciones de los negocios del GNL objeto de desinversión, principalmente el registro del deterioro de valor de los activos de GNL en Norteamérica (ver apartado “*Deterioro de valor del Inmovilizado Material*” de esta Nota).

En el ejercicio 2014 las principales inversiones se realizaron en EE.UU 854 millones de euros, en España 604 millones de euros, en Sudamérica 416 millones de euros, en Angola 181 millones de euros y en Rusia 44 millones de euros. Las principales inversiones en 2013 se realizaron en EE.UU 708 millones de euros, en España 525 millones de euros, en Centroamérica y Sudamérica 326 millones de euros, en Canadá 62 millones de euros y en Noruega 49 millones de euros.

En el epígrafe "*Inmovilizado Material*" en los ejercicios 2014 y 2013 se incluyen 1.477 millones de euros y 1.321 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2014 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.410 millones de euros y a 1.257 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2013 respectivamente (ver Nota 19). En diciembre de 2013 se reclasificaron al epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" del balance de situación (véase Nota 10) los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.111 millones de euros, como consecuencia del proceso de venta de los negocios del GNL (véase Nota 4).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 245 y 228 millones de euros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2015 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el Anexo IV. En 2014 y 2013, el coste medio de activación ha sido 3,33% y 3,70% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 57 y 97 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 626 y 774 millones de euros a 31 de diciembre de 2014, respectivamente y 579 y 977 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.412 y 7.728 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2013 respectivamente.

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

Deterioro de valor del "*Inmovilizado Material*"

En 2014 se realizaron dotaciones y reversiones de provisiones por deterioro de activos por un saldo neto, antes de impuestos, de 326 millones de euros. Adicionalmente, en relación con el análisis de deterioro de valor de las unidades generadoras de efectivo, se han dotado diversas provisiones por onerosidad por importe de 282 millones de euros (ver Nota 15).

En el segmento del *Upstream*, destacan las siguientes provisiones por deterioro:

- En activos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime (*Mid-Continent*), localizados en los estados de Kansas y Oklahoma en EE.UU, y como consecuencia del descenso de los precios del crudo y de la modificación de los planes de desarrollo, por importe de 319 millones de euros antes de impuestos. La tasa de descuento utilizada en 2014 para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 7,5%.
- En el campo Reganne en Argelia, como consecuencia del descenso de los precios del crudo, por importe de 64 millones de euros antes de impuestos. La tasa de descuento utilizada en 2014 para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 8,6%.

- En relación con el sondeo exploratorio en curso Sandía, que se ha desarrollado en el Océano Atlántico frente a las costas de Fuerteventura y Lanzarote, a la vista de que los indicios obtenidos durante la ejecución del sondeo llevan a la conclusión de que el gas existente carece del volumen y la calidad suficientes para considerar comercialmente viable su explotación, se ha registrado una provisión que cubre el deterioro de las inversiones activadas al cierre del ejercicio 2014 por importe de 89 millones de euros antes de impuestos.
- En relación con el Bloque 39, situado en la cuenca de Marañón en Perú se registró un deterioro de 28 millones de euros por la diferencia entre el valor esperado de la venta y el valor contable del activo registrado. El Bloque 39 ha sido transmitido en 2014.

En el segmento del *Downstream* destaca:

- La reversión parcial de provisiones por el negocio de GNL en Norteamérica como consecuencia de la favorable evolución de los parámetros del negocio (volúmenes y márgenes) por importe de 179 millones de euros antes de impuestos. La tasa de descuento utilizada en 2014 para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 5,5%.
- Como consecuencia de la nueva regulación eléctrica que fija la retribución para las energías renovables y la cogeneración (RD 413/2014 de 6 de junio y Orden Ministerial IET/1045/2014) se ha registrado una provisión por deterioro en los activos de cogeneración por importe de 21 millones de euros antes de impuestos.

En 2013 se realizaron dotaciones y reversiones de provisiones en el segmento *Downstream* por un importe neto antes de impuestos de 90 millones de euros. Estas provisiones afectaron principalmente al negocio químico como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva en determinadas líneas de producción y en el proyecto de ampliación de Sines. Los importes registrados ascendían a 17 y 64 millones de euros en los epígrafes “*Maquinaria e instalaciones*” e “*Inmovilizado en curso*” respectivamente.

Adicionalmente y como consecuencia de la transmisión de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4) se produjo la ruptura de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) que incluía los activos de Norteamérica junto con diversos activos que forman parte del perímetro de la transacción (fundamentalmente activos de Trinidad y Tobago y los contratos de comercialización de GNL asociados). En este sentido Repsol ajustó en 2013 el valor contable de los activos correspondientes a los negocios de GNL en Norteamérica dentro del segmento downstream (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas) a su nuevo valor en uso, registrando una provisión por deterioro por un importe de 708 millones de euros en los epígrafes de “*Terrenos, edificios y otras construcciones*”, “*Maquinaria e instalaciones*” y “*Otro Inmovilizado material*”. Por otro lado, en 2013 se registró una provisión por el contrato oneroso “*Process or pay*” asociado a la planta de Canaport por importe de 691 millones de euros.

(9) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Saldo al inicio del ejercicio	10.340	11.230
Inversiones	18	34
Desinversiones	(7)	(21)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽²⁾	(3)	(427)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	892	805
Dividendos repartidos	(635)	(924)
Diferencias de conversión	660	(412)
Movimiento operaciones interrumpidas ⁽³⁾	-	9
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	(155)	46
Saldo al cierre del ejercicio	11.110	10.340

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

(2) En 2013 incluye fundamentalmente la baja por la venta de los negocios de GNL (ver Nota 4).

(3) En 2013 incluye los movimientos correspondientes a los negocios del GNL objeto de desinversión (ver Nota 4).

(4) En 2014 incluye la devolución de parte de los fondos propios de Repsol Sinopec Brasil, S.A. por importe de 64 millones de euros.

El detalle de las principales inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación así como sus resultados, en cada uno de los periodos correspondientes son:

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión		Resultado por integración ⁽²⁾	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
Negocios conjuntos	10.857	10.072	816	766
Asociadas	253	268	76	39
TOTAL	11.110	10.340	892	805

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

(2) Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas. No incluye el Otro resultado integral por importe de 660 millones de euros (636 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 25 millones de euros correspondientes a asociadas) y de -405 millones de euros (-16 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y -389 millones de euros correspondientes a asociadas) en 2014 y 2013, respectivamente.

Grupo Gas Natural Fenosa (GNF)

Repsol participa en GNF, a través de una participación del 30% en el capital de Gas Natural SDG, S.A. Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35 (véase Nota 14 “Patrimonio Neto”).

Las principales actividades de GNF son la exploración y producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad. Opera principalmente en España y fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, Europa (Francia, Italia, Moldavia y Portugal) y África.

Repsol y La Caixa ejercen el control conjunto en GNF mediante acuerdo de accionistas de fecha 11 de enero de 2000 (modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003). Conforme al régimen de publicidad de los pactos parasociales, previsto en el actual artículo 531 de la Ley de Sociedades de Capital, estos acuerdos han sido comunicados a GNF y a la CNMV, depositados en el Registro Mercantil de Barcelona (en el que figura inscrita GNF) y publicados como hechos relevantes.

En 2014 el grupo Gas Natural Fenosa ha adquirido la compañía chilena Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), cuya OPA fue aceptada el 14 de noviembre de 2014 por el 96,72% del capital y en la que se adquirieron 402.122.728 acciones por un importe total aproximado de 2.519 millones de euros (importes correspondientes al Grupo GNF).

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol tiene una participación del 60% en el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), integrado por Repsol Sinopec Brasil, S.A. y sus sociedades dependientes (ver Anexo I). La participación de Repsol se instrumenta mediante la titularidad de acciones representativas del 60% del capital de Repsol Sinopec Brasil, S.A. y el control compartido se mantiene a través de los acuerdos existentes con el grupo Sinopec firmados en diciembre de 2010.

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración y producción de hidrocarburos, importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, almacenamiento, distribución, venta de petróleo, derivados del petróleo y gas natural, así como la prestación de servicios relacionados con dichas actividades. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Brasil.

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol véase el apartado 3 de la Nota 16.

YPFB Andina, S.A.

Repsol tiene una participación del 48,33% en el capital de YPFB Andina, S.A., siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Bolivia.

YPFB Andina se considera como negocio conjunto desde 2008, como consecuencia del acuerdo existente con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

BPRY Caribbean Ventures, LLC (BPRY)

Repsol participa en BPRY Caribbean Ventures LLC con una inversión del 30% de su capital social, siendo las principales actividades de esta sociedad y sus filiales la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y cualquier otra actividad relacionada incluyendo la construcción y operación de plataformas, oleoductos y otras instalaciones, en Trinidad y Tobago.

Repsol, en base al acuerdo de accionistas con British Petroleum (BP), considera a BPRY como parte de sus negocios conjuntos.

A continuación se presenta información financiera resumida de los negocios conjuntos identificados como relevantes, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en el Anexo IV “Políticas Contables” y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

	Millones de euros							
	GNF		RSB		YPFB Andina		BPRY	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
Ingresos de explotación	25.318	25.235	698	463	433	437	2.792	2.882
Amortización y provisiones por deterioro	(1.619)	(1.910)	(307)	(342)	(134)	(93)	(598)	(499)
Otros gastos de explotación ⁽²⁾	(20.509)	(20.362)	(299)	(276)	(105)	(89)	(1.082)	(1.104)
Resultado de explotación	3.190	2.963	92	(155)	194	255	1.112	1.279
Ingresos financieros ⁽³⁾	121	253	81	79	7	4	1	(1)
Gastos financieros ⁽³⁾⁽⁴⁾	(922)	(1.091)	(53)	(53)	(4)	(6)	(88)	(105)
Resultado entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	(475)	7	7	-	12	7	-	-
Resultado antes de impuestos	1.914	2.132	127	(129)	209	260	1.025	1.173
Gasto por impuesto	(256)	(468)	(103)	(50)	(35)	(55)	(615)	(719)
Resultado del periodo de las operaciones continuadas	1.658	1.664	24	(179)	174	205	410	454
Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante	1.462	1.445	24	(179)	174	205	410	454
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%	48%	49%	30%	30%
Resultado por integración	439	433	14	(107)	84	100	123	136
Dividendos	271	269	-	-	84	40	100	262
Otro resultado integral⁽⁵⁾	44	(104)	494	(164)	56	(19)	39	(14)

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

(2) En 2014 y 2013 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 147 y 108 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 29).

(3) En 2014 y 2013 RSB incluye intereses netos de deuda por importe de 55 y 69 millones de euros.

(4) En 2014 y 2013 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 4 y 3 millones de euros.

(5) Corresponde a los “Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto” y las “Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias” del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

	Millones de euros							
	GNF		RSB		YPFB Andina		BPRY	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
Activos								
Activos no corrientes	39.487	34.227	3.214	2.415	755	666	5.410	4.555
Activos corrientes	10.745	10.685	4.440	4.292	741	674	649	929
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.484	4.252	25	262	347	351	59	38
Otros activos corrientes	7.261	6.433	4.415	4.030	394	323	590	891
Total Activos	50.232	44.912	7.654	6.707	1.496	1.340	6.059	5.484
Pasivos								
Pasivos no corrientes	27.723	22.974	427	283	90	85	4.443	4.243
Pasivos financieros ⁽²⁾	17.745	15.508	-	-	-	-	898	1.340
Otros pasivos no corrientes ⁽³⁾	9.978	7.466	427	283	90	85	3.545	2.903
Pasivos corrientes	8.401	8.528	480	416	402	368	431	260
Pasivos financieros ⁽²⁾	2.805	3.403	62	10	-	-	381	-
Otros pasivos corrientes ⁽³⁾	5.596	5.125	418	406	402	368	50	260
Total Pasivos	36.124	31.502	907	699	492	453	4.874	4.503
ACTIVOS NETOS	14.108	13.410	6.747	6.008	1.004	887	1.185	981
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%	48%	49%	30%	30%
Participación en los activos netos	4.233	4.024	4.048	3.605	485	434	356	294
Plusvalía / (Minusvalía) ⁽⁴⁾	334	334	-	-	-	-	-	-
Valor contable de la inversión	4.567	4.358	4.048	3.605	485	434	356	294

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

(2) Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.

(3) En 2014 y 2013 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento corrientes y no corrientes por importe de 208 y 130 millones de euros.

(4) La plusvalía corresponde con el importe correspondiente al fondo de comercio.

(10) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2014 y 2013, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Inmovilizado material y otros activos intangibles	18	1.114
Otros activos no corrientes	80	136
Activos corrientes	-	442
Activos	98	1.692
Pasivos no corrientes	-	(1.173)
Pasivos corrientes	-	(284)
Pasivos	-	(1.457)
ACTIVOS NETOS	98	235

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2014

A 31 de diciembre de 2014 incluye fundamentalmente el porcentaje de participación del 17,5% poseído por Repsol Venezuela Gas, S.A. en el área de Cardón IV ubicada en el Golfo de Venezuela, tras la notificación oficial de que Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) adquirirá esa participación.

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2013

En diciembre de 2013, en el marco del acuerdo de venta a Shell de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 4), se reclasificaron a los epígrafes “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados a activos no corrientes mantenidos para la venta*” por importe de 1.558 y 1.456 millones de euros respectivamente, los activos y negocios de GNL que formando parte del proceso de venta a Shell, no habían sido vendidos a 31 de diciembre de 2013. Una vez obtenidas las autorizaciones necesarias y cumplidas las condiciones pactadas, la venta tuvo lugar el 1 de enero de 2014. Dichos activos y negocios incluían fundamentalmente los buques metaneros que fueron adquiridos en régimen de arrendamiento financiero para las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL.

(11) ACTIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Activos financieros no corrientes	593	1.888
Otros activos financieros corrientes	2.513	354
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	503	24
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.638	5.716
Total	8.247	7.982

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

⁽²⁾ Recogidos en el epígrafe “*Otros deudores*”.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 2013, clasificados por clases de activos es el siguiente:

31 de diciembre de 2014

Valor contable							
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	-	-	60	-	-	-	60
Otros activos financieros	-	90	-	441	2	-	533
Largo plazo / No corriente	-	90	60	441	2	-	593
Derivados	618	-	-	-	-	25	643
Otros activos financieros	-	12	-	2.373	4.626	-	7.011
Corto plazo / Corrientes	618	12	-	2.373	4.626	25	7.654
TOTAL ⁽²⁾	618	102	60	2.814	4.628	25	8.247

31 de diciembre de 2013

Valor contable							
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Total	
Instrumentos de Patrimonio	-	-	1.223	-	-	1.223	
Otros activos financieros	-	87	-	576	2	665	
Largo plazo / No corriente	-	87	1.223	576	2	1.888	
Derivados	40	-	-	-	-	40	
Otros activos financieros	-	11	-	338	5.705	6.054	
Corto plazo / Corrientes	40	11	-	338	5.705	6.094	
TOTAL ⁽²⁾	40	98	1.223	914	5.707	7.982	

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

(2) En el epígrafe “Otros activos no corrientes” y en los epígrafes “Clientes por ventas y prestaciones de servicios” y “Otros deudores” del balance se incluyen, en 2014, 155 millones de euros a largo plazo y 4.550 millones a corto plazo, y en 2013, 60 millones de euros a largo plazo y 4.525 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior. Adicionalmente, los activos que se presentan en 2013 en el epígrafe “Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación” del balance de situación que se detallan en la Nota 4, tampoco han sido incluidos en los desgloses de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
Activos financieros mantenidos para negociar	356	11	262	29	-	-	618	40
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	102	98	-	-	-	-	102	98
Activos financieros disponibles para la venta ⁽²⁾	1	1.164	-	-	-	-	1	1.164
Derivados de cobertura	2	-	23	-	-	-	25	-
Total	461	1.273	285	29	-	-	746	1.302

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a derivados mantenidos para negociar, fondos de inversión y en 2013 adicionalmente a las acciones no expropiadas de YPF.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

(2) No incluye 59 millones de euros en 2014 y 2013, respectivamente, correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39.

Las técnicas de valoración utilizadas para los activos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los activos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

11.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 18).

11.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2014 y 2013 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión.

11.3) Activos financieros disponibles para la venta

A 31 de diciembre de 2013 incluía fundamentalmente el 12,38% de las acciones de YPF S.A. y el 33,997% de las acciones de YPF Gas S.A. propiedad de Repsol que no fueron objeto de expropiación por el gobierno argentino, por importe de 1.177 millones de euros.

En 2014 este epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión y las acciones no expropiadas en YPF Gas S.A. (ver Nota 4).

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Saldo al inicio del ejercicio	1.223	619
Inversiones	3	1
Desinversiones ⁽²⁾	(943)	(40)
Ajustes a valor razonable ⁽³⁾	(223)	610
Variaciones del perímetro de consolidación	-	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	-	38
Saldo al cierre del ejercicio	60	1.223

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 "Bases de presentación").

⁽²⁾ En 2014 corresponde a la venta de la totalidad de acciones no expropiadas de YPF S.A. por importe de 943 millones de euros (ver Nota 4). En 2013 incluye fundamentalmente la baja por la venta de la participación del 3,47% en Alliance Oil Company por importe de 39 millones de euros.

⁽³⁾ En 2014 y 2013 corresponde fundamentalmente a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF (en 2014 hasta el momento de su venta) e YPF Gas por importe de -223 millones de euros negativos y 607 millones de euros, respectivamente.

11.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
No corrientes	441	576	441	576
Corrientes ⁽²⁾	2.373	338	2.373	338
Total préstamos y partidas a cobrar	2.814	914	2.814	914

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

(2) Incluye 1.504 millones de euros correspondientes a depósitos con diferentes entidades financieras, cuyos vencimientos son durante el primer y cuarto trimestre del 2015.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran aquellos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que a 31 de diciembre se encuentran totalmente provisionados. Adicionalmente en 2014 y 2013 incluyen aquellos préstamos concedidos a sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación, por importe de 1.318 y 891 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 66 y 19 millones de euros, respectivamente.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior corresponde a un interés medio de 3,62% y 5,65% en 2014 y 2013, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
2015	-	220
2016	1	-
2017	227	191
2018	-	-
2019	48	-
Años posteriores	165	165
Total	441	576

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

11.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Inversiones Financieras no corrientes	2	2
Inversiones Financieras temporales	-	-
Equivalentes de efectivo ⁽²⁾	2.416	1.794
Caja y Bancos	2.210	3.911
Total	4.628	5.707

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

(2) En 2014 y 2013 incluye 2.125 y 1.350 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2015 y 2014, respectivamente.

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento coincide con su valor contable, a excepción de las inversiones financieras no corrientes que no difieren de forma significativa.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 0,60% y 1,09% en 2014 y 2013, respectivamente.

Los vencimientos en 2014 y 2013 de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, son posteriores al ejercicio 2019.

(12) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Crudo y gas natural	1.549	2.107
Productos terminados y semiterminados	2.136	2.579
Materiales y otras existencias	246	252
Total ⁽²⁾	3.931	4.938

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Incluye provisiones por deterioro de las existencias por importe de 225 y 36 millones de euros al 31 de diciembre de 2014 y 2013 respectivamente.

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el importe de existencias de “*commodities*” destinadas a una actividad de “*trading*” inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta (ver Anexo IV) ha ascendido a 791 y 1.212 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un gasto de 42 y un ingreso de 3 millones de euros en 2014 y 2013, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, para la estimación de los flujos se utilizan curvas forward del mercado así como una ventana temporal depreciación tomada de referencia. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt’s, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple tanto a 31 de diciembre 2014, como a 31 de diciembre de 2013 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo III), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(13) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Cientes por ventas y prestaciones de servicios (importe bruto)	3.205	3.360
Provisión por insolvencias	(122)	(141)
Cientes por ventas y prestación de servicios	3.083	3.219
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.221	1.063
Deudores por operaciones con el personal	48	48
Administraciones públicas	198	195
Derivados por operaciones comerciales (Nota 11 y 18)	503	24
Otros deudores	1.970	1.330
Activos por impuesto corriente	632	386
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.685	4.935

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013
Saldo al inicio del ejercicio ⁽¹⁾	141	129
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	7	19
Variaciones de perímetro de consolidación	-	(1)
Diferencias de conversión	5	(1)
Reclasificaciones y otros movimientos	(31)	(6)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	1
Saldo al cierre del ejercicio	122	141

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

(14) PATRIMONIO NETO

14.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2014 y 2013 estaba representado por 1.350.272.389 y 1.302.471.907 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. La Compañía mantiene su programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2015, que se explica más adelante en este apartado, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.374.694.217 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con

fecha 31 de diciembre de 2014.

En 2012 Repsol puso en marcha por primera vez el programa “*Repsol Dividendo Flexible*” aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012. Este sistema se instrumenta a través de ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Sociedad.

En 2014 dicho programa fue renovado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014 que aprobó, dentro de los puntos quinto y sexto de su orden del día dos ampliaciones de capital liberadas en sustitución de los que hubieran sido los tradicionales dividendo complementario de 2013 y dividendo a cuenta del ejercicio 2014, respectivamente.

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberada tuvo lugar entre los meses de junio y julio de 2014 y la segunda, entre diciembre de 2014 y enero de 2015. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2014	Dic. 2014 / Enero 2015
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Periodo de negociación de derechos de asignación gratuita	19 de junio - 4 de julio	20 de diciembre - 8 de enero
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio fijo garantizado	27 de junio	31 de diciembre
	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	24,16% (320.017.594 derechos)	38,51% (519.930.192 derechos)
	Precio fijo garantizado por derecho	0,485 € brutos / derecho	0,472 € / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	155 millones de €	245 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSOL	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	75,84% (1.004.498.391 derechos)	61,49% (830.342.152 derechos)
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	39	34
	Nuevas acciones emitidas	25.756.369	24.421.828
	Incremento capital social aproximado	1,94%	1,81%
	Cierre ampliación de capital	7 de julio	9 de enero
	Inicio de la contratación ordinaria de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia	16 de julio	16 de enero

⁽¹⁾ Repsol ha renunciado a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. En el balance de situación a 31 de diciembre de 2014 se ha registrado por la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2015 una reducción patrimonial en el epígrafe “*Dividendos y retribuciones*” así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por dicho importe.

Según la última información disponible en el momento de formulación de estas cuentas anuales, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona ⁽¹⁾	11,71
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,89
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	6,03
Blackrock, Inc. ⁽⁴⁾	3,09

⁽¹⁾ La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. y Vidacaixa, S.A.

⁽²⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽³⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

⁽⁴⁾ Blackrock ostenta su participación a través de distintas filiales controladas, todas ellas con una política de voto común. La información relativa a Blackrock se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 25 de junio de 2014 sobre la cifra de capital social a dicha fecha.

El 4 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos (PEMEX) comunicó a la CNMV la finalización de un proceso de colocación acelerada entre inversores cualificados de un total de 104.057.057 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 7,86% del capital social a dicha fecha. Desde ese momento, PEMEX dejó de tener la consideración de accionista significativo de Repsol, S.A.

Adicionalmente, el 25 de junio de 2014 Blackrock, Inc. informó a la CNMV de una participación en Repsol, a través de distintas filiales controladas y con una política de voto común, superior al 3% del capital social de la Sociedad en esa fecha.

A 31 de diciembre de 2014 las siguientes participadas del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.350.272.389	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,55	17,33	euros
			Buenos Aires	249,00	282,63	pesos
			OTCQX ⁽²⁾	18,58	21,54	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	20,81	22,06	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.679.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,21	0,23	soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	33,70	32,99	euros

⁽¹⁾ Corresponde a aquellas bolsas o mercados en los que el Grupo ha solicitado la admisión a cotización, y por tanto, no incluye aquellas otras bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan estar negociando sin solicitud previa por parte del Grupo.

⁽²⁾ Las American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

14.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2014 y 2013 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

14.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

14.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	2014			2013		
	Nº Acciones	Coste ⁽⁴⁾	% capital	Nº Acciones	Coste ⁽⁴⁾	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	1.432.680		0,11%	64.767.518		5,05%
Venta Temasek ⁽¹⁾	-	-	-	(64.700.000)	1.036	5,05%
Compras mercado	9.242.085	(160)	0,67%	5.616.078	(98)	0,42%
Ventas mercado	(3.570.011)	69	0,26%	(3.423.536)	60	0,26%
Adquisición opciones s/ acciones propias	1.000.000	(19)	0,07%	100.000	(2)	0,01%
Enajenación opciones s/ acciones propias	(600.000)	11	0,04%	(982.500)	18	0,07%
Plan Adquisición de Acciones empleados ⁽²⁾	437.577	8	0,03%	406.430	7	0,03%
Plan de Fidelización 2011-2014 ⁽²⁾	57.146	1	0,00%	-	-	-
Repsol Dividendo Flexible ⁽³⁾	184.617	-	-	55.120	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	7.689.371		0,56%	1.432.680		0,11%

⁽¹⁾ El 4 de marzo de 2013 la compañía de inversión de Singapur Temasek adquirió 64,7 millones de acciones a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros con un efecto patrimonial negativo en el primer semestre 2013 de 208 millones de euros.

⁽²⁾ Todas las acciones adquiridas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y el Plan de Fidelización son entregadas a los empleados (ver Nota 23.d).

⁽³⁾ Acciones nuevas recibidas de las ampliaciones de capital “*Repsol Dividendo Flexible*” correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

⁽⁴⁾ En millones de euros.

Las operaciones anteriores se realizaron al amparo de las autorizaciones conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad en sus reuniones celebradas el 30 de abril de 2010 y 28 de marzo de 2014, en virtud de las cuales se autoriza al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de 28 de marzo de 2014) se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no

utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010.

14.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 24 del Anexo IV y Nota 18).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en el apartado 2 del Anexo IV, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver Nota 18) según el procedimiento descrito en el apartado 24 del Anexo IV.

14.6) Retribución al accionista

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos pagados por Repsol, S.A. a sus accionistas en los ejercicios 2014 y 2013:

	2014			2013		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	100%	1	1.325	4,00%	0,04	51
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados						
a) Dividendos con cargo a resultados	100%	1	1.325	4,00%	0,04	51
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

Los dividendos percibidos por los accionistas en el ejercicio 2014, corresponden al pago de un dividendo extraordinario a cuenta del ejercicio 2014 de 1 euro bruto por acción, pagado el 6 de junio de 2014 a cada una de las acciones en circulación de la compañía con derecho a retribución.

Los dividendos percibidos por los accionistas en el ejercicio 2013 corresponden al pago de un dividendo complementario en efectivo del ejercicio 2013, cuyo importe ascendió a 51 millones de euros (0,04 euros brutos por acción), pagado el 20 de junio de 2013 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2014 y 2013 los accionistas fueron también retribuidos mediante la implementación del programa denominado “*Repsol Dividendo Flexible*”, cuyas principales características se describen en el apartado 1 “*Capital Social*” de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla.

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Junio/Julio 2013	521.556.172	0,445	232	20.023.479	339
Diciembre 2013/Enero 2014	486.839.688	0,477	232	22.044.113	389
Junio/Julio 2014	320.017.594	0,485	155	25.756.369	487
Diciembre 2014/Enero 2015	519.930.192	0,472	245	24.421.828	392

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario.

14.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el que se detalla a continuación:

	2014	2013
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.612	195
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	597	(684)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.374	1.363
BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA) ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2014	2013
Básico (euros)		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	1,17	0,14
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,43	-
Diluido (euros)		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	1,17	0,14
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,43	-

El capital social emitido en circulación al 31 de diciembre de 2013 ascendía a 1.302.471.907 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros al 31 de diciembre de 2013, para incluir el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas “*Repsol dividendo flexible*”, de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

14.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Refinería La Pampilla, S.A.	92	110
Petronor, S.A.	82	91
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	30	30
Otras compañías	13	12
Total	217	243

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “*Bases de presentación*”).

(15) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2014 y 2013, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2014 y 2013, han sido los siguientes:

	Millones de euros			
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones ⁽⁶⁾	Total
Saldo a 1 de enero de 2013	396	210	970	1.576
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	15	55	1.029	1.099
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	(3)	(27)	(58)	(88)
Cancelación por pago	-	(50)	(80)	(130)
Diferencias de conversión	(9)	(8)	(7)	(24)
Reclasificaciones y otros ⁽⁵⁾	(62)	691	(113)	516
Saldo a 31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾	337	871	1.741	2.949
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	21	339	176	536
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	(1)	-	(480)	(481)
Cancelación por pago	(8)	(81)	(60)	(149)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽⁴⁾	-	-	6	6
Diferencias de conversión	30	128	21	179
Reclasificaciones y otros ⁽⁵⁾	75	(98)	(391)	(414)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	454	1.159	1.013	2.626

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Incluye 105 y 88 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2014 y 2013, respectivamente. Adicionalmente, en 2014 incluye dotación de provisiones por contratos onerosos en Canada, Ecuador y España por un importe total de 282 millones de euros (ver Nota 8).

⁽³⁾ Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

⁽⁴⁾ Ver en Nota 4 “Cambios en la composición del Grupo”.

⁽⁵⁾ En 2013 incluye la dotación con cargo al resultado de operaciones interrumpidas por el contrato oneroso “Process or pay” asociado a la planta de Canaport en Norteamérica (ver Nota 4 y 8) por importe de 691 millones de euros. En 2014 incluye fundamentalmente impactos asociados a la desinversión de YPF.

⁽⁶⁾ Dentro del epígrafe “Otras provisiones” se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, incentivos a los empleados, seguros y provisiones correspondientes a nuestra participación en otras sociedades. En la Nota 21 “Situación Fiscal” y en la Nota 29 “Contingencias, compromisos y garantías” se incluye información adicional sobre las mismas. Adicionalmente, también se incluyen las provisiones de medioambiente (Ver Nota 30.2 “Provisiones Ambientales”), las provisiones por el consumo de los derechos de CO₂ (Ver Nota 30.5 “Emisiones de CO₂”), así como las provisiones por pensiones por importe de 24 millones de euros a 31 de diciembre de 2014.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2014. No obstante, debido a las características de los riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			Total
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	
Provisión por desmantelamientos de campos	-	12	442	454
Provisión por contratos onerosos	119	551	489	1.159
Otras provisiones	121	341	551	1.013
TOTAL	240	904	1.482	2.626

(16) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Pasivos financieros no corrientes	7.612	8.469
Pasivos financieros corrientes	4.086	5.833
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	144	85
TOTAL	11.842	14.387

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

(2) Registrados en el epígrafe “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2014				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	1.359	-	1.359	1.359
Obligaciones y otros valores negociables	-	6.165	-	6.165	6.734
Derivados	-	-	88	88	88
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	-	7.524	88	7.612	8.181
Deudas con entidades de crédito	-	645	-	645	645
Obligaciones y otros valores negociables	-	671	-	671	671
Derivados	190	-	88	278	278
Otros pasivos financieros	-	2.636	-	2.636	2.636
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	190	3.952	88	4.230	4.230
TOTAL⁽³⁾	190	11.476	176	11.842	12.411

	31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	1.282	-	1.282	1.282
Obligaciones y otros valores negociables ⁽²⁾	-	7.131	-	7.131	7.455
Derivados	-	-	56	56	56
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	-	8.413	56	8.469	8.793
Deudas con entidades de crédito	-	587	-	587	587
Obligaciones y otros valores negociables ⁽²⁾	-	2.826	-	2.826	2.866
Derivados	136	-	2	138	138
Otros pasivos financieros	-	2.367	-	2.367	2.367
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	136	5.780	2	5.918	5.958
TOTAL⁽³⁾	136	14.193	58	14.387	14.751

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

(2) En 2013 incluye participaciones preferentes por importe de 104 millones de euros que han sido amortizados el 16 de diciembre de 2014. Ver el apartado “Principales emisiones, recompras y recompras o reembolsos” del apartado 2 de esta Nota.

(3) A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el balance recoge 1.414 y 1.263 millones de euros en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y 176 y 154 millones de euros en el epígrafe “Otros acreedores” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
Pasivos financieros mantenidos para negociar	28	34	162	102	-	-	190	136
Derivados de cobertura	-	-	176	58	-	-	176	58
TOTAL	28	34	338	160	-	-	366	194

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

Las técnicas de valoración utilizadas para los pasivos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los pasivos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detalla en la Nota 17.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2014		2013 ⁽¹⁾	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	4.457	1,75%	4.806	1,87%
Participaciones Preferentes ⁽²⁾	79	3,69%	1.529	4,34%
Obligaciones	7.947	3,92%	8.113	4,42%
TOTAL	12.483	3,14%	14.448	3,56%

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

⁽²⁾ Participaciones preferentes Serie B y Serie C de Repsol International Capital Ltd amortizadas anticipadamente en diciembre de 2014 (ver apartado 16.2).

16.1) Deudas con entidades de crédito

En los meses de mayo y junio de 2014, el Grupo ha recibido financiación de tres entidades de crédito por importe total de 200 millones de euros con vencimiento en mayo y junio de 2017 (150 millones) y en mayo de 2018 (50 millones). El tipo de interés de esta financiación es el Euribor a 3 meses más un diferencial del 2,1% para la mitad del nominal y el 2,25% para la otra mitad.

En mayo de 2013 el Grupo firmó un acuerdo de financiación con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 200 millones de euros para el programa de investigación y desarrollo (I+D) de Repsol

2013-2016. La duración de dicho préstamo está fijada en 10 años, siendo los 3 primeros de carencia y devengando un interés del Euribor a 3 meses más un diferencial del 1,402%.

16.2) Obligaciones y otros valores negociables

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables” corrientes y no corrientes) que han tenido lugar durante los ejercicios 2014 y 2013:

	Saldo al 31/12/2013 ⁽¹⁾	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos ⁽³⁾	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2014
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	9.957	2.558	(5.706)	27	6.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	-	-	-	-	-
TOTAL	9.957	2.558	(5.706)	27	6.836

	Saldo al 31/12/2012 ⁽¹⁾	(+) Emisiones ⁽²⁾	(-) Recompras o reembolsos ⁽²⁾	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2013 ⁽¹⁾
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	9.875	5.377	(5.236)	(59)	9.957
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	20	-	(19)	(1)	-
TOTAL	9.895	5.377	(5.255)	(60)	9.957

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

(2) En 2013 se recompraron anticipadamente un 97,02% de las Participaciones Preferentes Serie B y un 97,31% de la Serie C emitidas en 2001 por Repsol International Capital Ltd. El 1 de julio de 2013 se dieron de baja del balance de situación las Participaciones Preferentes recompradas (columna “Recompras o reembolsos”) y simultáneamente se reconocieron (columna “Emisiones”) las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol S.A. (ver apartado “Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2013” de esta Nota.

(3) En 2014 se han cancelado anticipadamente las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol S.A. También en el mes de diciembre se han amortizado anticipadamente la totalidad de Participaciones Preferentes Serie B y C que no se adhirieron a la Oferta de Recompra en 2013.

(4) En el caso de las Participaciones Preferentes emitidas por el Grupo a través de Repsol International Capital Ltd., cuyos tenedores aceptaron las Ofertas de Recompra y Suscripción, se ajustó su valoración (columna “Ajustes por tipo de cambio y otros”) de acuerdo a las condiciones de dichas Ofertas. El 1 de julio de 2013 se dieron de baja del balance de situación las Participaciones Preferentes recompradas (columna “Recompras o reembolsos”), y simultáneamente se reconocieron (columna “Emisiones”) las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2014

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa de bonos a medio plazo “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme” (EMTNs), renovado con fecha 30 de mayo de 2014 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo.

Al amparo de este programa, se han realizado las siguientes emisiones en 2014:

FECHA	CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	(millones)	CUPÓN	PRECIO DE EMISIÓN	VENCIMIENTO
Diciembre	Bonos	Repsol International Finance B.V.	Euros	500	2,250%	99,709%	12 años

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol, S.A. El 25 de octubre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros.

Al amparo de este programa, se han realizado las siguientes emisiones en 2014:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones)	TIPO MEDIO %	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.239	0,331%	1.239
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	1.037	0,376%	790
ECP	Repsol International Finance B.V.	Libras esterlinas	5	0,668%	6
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	28	0,068%	23

El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2014 es de 289 millones de euros, 256 millones de dólares y 5 millones de francos suizos.

En los meses de marzo y octubre han vencido dos bonos emitidos por Repsol International Finance, B.V. con fecha 27 de marzo de 2009 y 8 de octubre de 2004 por importe de 1.000 millones de euros cada uno. Dichos bonos, con un cupón del 6,50% y 4,625%, han supuesto en el periodo una disminución del pasivo financiero corriente y una salida de caja de 2.000 millones de euros.

El 17 de junio de 2014 Repsol, S.A. anunció la cancelación anticipada de la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013 que se emitieron en el ejercicio 2013 para su entrega a los aceptantes de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes Series B y C de Repsol International Capital Limited. Como consecuencia de esta cancelación, se ha reconocido en 2014 una pérdida por importe de 71 millones de euros antes de impuestos por la diferencia entre el valor contable previo de las obligaciones y su nuevo valor calculado considerando la fecha de cancelación anticipada de las mismas. El 1 de julio de 2014, con el abono en efectivo a los tenedores de las Obligaciones Simples Serie I/2013 se dieron de baja del balance de situación dichas obligaciones por un importe de 1.458 millones de euros en concepto de principal (a razón de 500 euros por obligación) y 13 millones de euros en concepto de cupón ordinario bruto (a razón de 4,375 euros por obligación).

En diciembre de 2014 Repsol International Capital Ltd ha amortizado anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes Serie B y Serie C por importe de 84 millones de euros, que no habían sido recompradas en la Oferta de Recompra de 2013 (ver apartado siguiente).

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2013

El Grupo realizó las siguientes emisiones en 2013:

FECHA	CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones)	CUPÓN	PRECIO DE EMISIÓN	VENCIMIENTO
Mayo	Bonos	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.200	2,625%	99,414%	7 años
Julio	Obligaciones	Repsol, S.A.	Euros	1.458	3,50%	n/a	10 años
Octubre	Bonos	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.000	3,625%	99,734%	8 años

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF) y su Programa Euro Commercial Paper (ECP) realizó las siguientes emisiones en 2013:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones)	TIPO MEDIO %	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.382	0,467%	1.382
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	430	0,514%	321
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	20	0,140%	16

El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2013 era de 479 millones de euros nominales, 143 millones de dólares y 5 millones de francos suizos.

El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd. y Repsol, S.A. acordaron en sus respectivas competencias el lanzamiento de una operación consistente en: (i) la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes Serie B y las Participaciones Preferentes Serie C emitidas por Repsol International Capital

Ltd., en mayo y diciembre de 2001 respectivamente y, simultáneamente y de forma vinculada a la Oferta de Recompra, (ii) la realización de una Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra.

La aceptación de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes en conjunto para ambas Series ascendió a un 97,21% del importe nominal total de ambas emisiones (Serie B 97,02% y Serie C del 97,31%), quedando en circulación el resto. El importe total que Repsol International Capital Ltd. abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra fue de 2.843 millones de euros en efectivo, de los cuales 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol que fueron admitidas a negociación en el mercado AIAF de Renta Fija, para su contratación a través del Sistema Electrónico de Negociación de Deuda (SEND) el 2 de julio de 2013.

El 1 de julio de 2013, con el abono en efectivo a los aceptantes del precio de recompra, se dieron de baja del balance de situación las participaciones preferentes recompradas. Simultáneamente se reconocieron en el epígrafe “*Obligaciones y otros valores negociables no corrientes*” las obligaciones simples que fueron suscritas por los aceptantes de la Oferta de Recompra. El efecto en la cuenta de resultados como consecuencia de esta transacción supuso un beneficio antes de impuestos de 76 millones de euros, incluyendo los efectos asociados a las operaciones de cobertura.

Emissiones de valores representativos de deudas garantizadas

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2013 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo. En 2014 no hay importes garantizados.

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Otorgadas	(-) Canceladas ⁽¹⁾	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y	Saldo al 31/12/2013
Emissiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	29	-	(29)	-	-

⁽¹⁾ Corresponde a los importes de las emisiones de la sociedad Peru LNG Company, Llc, sociedad vendida a Shell el 31 de diciembre (ver Nota 4).

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 6.186 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos de manera anticipada a su vencimiento (entre otras, vencimiento cruzado o “*cross-default*”) y a no constituir gravámenes en garantía sobre los activos del emisor y del garante por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en 2011, 2012, 2013 y 2014 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol y si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

16.3) Otros pasivos financieros

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación por importe de 2.636 y 2.367 millones de euros en 2014 y 2013, respectivamente. Destaca el préstamo concedido a sus accionistas (entre ellos el Grupo Repsol) en el porcentaje de participación en el capital, por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 9) que a 31 de Diciembre de 2014 y 2013 presenta un saldo para el Grupo de 2.535 y 2.257 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

(17) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

17.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

17.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “*Ajustes por cambios de valor*”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 18).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2014	2013 ⁽¹⁾
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	4,8	(46,2)
	-5%	(5,3)	51,1
Efecto en el patrimonio neto	5%	71,8	(195,5)
	-5%	(79,4)	216,1

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

Adicionalmente, una apreciación del euro frente al real brasileño del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre, hubiera supuesto en 2014 una disminución aproximada en el resultado neto después de impuestos de 2 millones de euros mientras que en 2013 no habría generado efecto alguno. Asimismo, la apreciación del euro frente al real brasileño del 5% habría supuesto en 2014 y 2013 un descenso en patrimonio de 0,2 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al rublo ruso del 5% habría supuesto en 2014 un descenso en el patrimonio de 0,9 millones de euros y de 1,3 millones de euros en el resultado neto de impuestos. En 2013, dicha apreciación hubiera supuesto un descenso en patrimonio de 0,2 millones de euros y 0,9 millones de euros en el resultado neto de impuestos.

b) Riesgo de tipo de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver Nota 18).

A 31 de diciembre de 2014 y 2013 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 5.596 y 9.655 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 139% y 128%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos)	Millones de euros	
		2014	2013 ⁽¹⁾
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	4,4	8,1
	-50	(4,4)	(8,1)
Efecto en el patrimonio neto	+50	61,3	13,6
	-50	(65,1)	(14,5)

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

c) Riesgo de precio de commodities

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 18).

A 31 de diciembre de 2014 y 2013, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento (+)/ disminución (-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	Millones de euros	
		2014	2013 ⁽¹⁾
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(26,5)	(7,2)
	-10%	26,5	7,2

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

17.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 70% de la totalidad de su deuda bruta (83% si incluimos los 1.504 millones de euros en depósitos con disponibilidad inmediata, recogidos como inversiones financieras atendiendo a su plazo de vencimiento). El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.312 y 3.123 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

31 de diciembre de 2014	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	
Proveedores	2.350	-	-	-	-	-	2.350
Otros acreedores	3.402	-	-	-	-	-	3.402
Préstamos y otras deudas financieras ⁽²⁾	4.050	1.293	1.442	1.086	1.252	3.472	12.595
Derivados ⁽³⁾	148	12	9	9	7	37	222

31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	
Proveedores	2.588	-	-	-	-	-	2.588
Otros acreedores	3.114	-	-	-	-	-	3.114
Préstamos y otras deudas financieras ⁽²⁾	5.951	594	1.312	1.249	1.067	5.773	15.946
Participaciones Preferentes	3	3	3	3	3	85	100
Derivados ⁽³⁾	66	13	10	7	4	9	109

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

⁽³⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 18.

17.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 13) por importe de 4.459 y 4.343 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la Nota 13 “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2014 y 2013. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 11 “*Activos financieros*”.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros	
		2014	2013 ⁽¹⁾
- Deudas comerciales	13	4.581	4.483
- Derivados	11	643	40
- Efectivo y Equivalente al efectivo	11	4.638	5.716
- Otros activos financieros no corrientes ⁽²⁾	11	2.233	2.077
- Otros activos financieros corrientes	11	2.373	338

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

⁽²⁾ A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el epígrafe “*Préstamos y partidas a cobrar no corrientes*” incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que fueron totalmente provisionados.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 2%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la operativa de algunos de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.616 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y de 3.361 millones de euros a 31 de diciembre de 2013. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascienden a 815 y 835 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2014 el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 18 millones de euros. En 2013 esta cifra se situó en 19 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Deuda no vencida	4.173	4.028
Deuda vencida 0-30 días	176	241
Deuda vencida 31-180 días	90	59
Deuda vencida mayor a 180 días	20	15
TOTAL	4.459	4.343

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

17.2) Gestión del capital

Repsol, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta el ratio de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta y el capital empleado neto:

$$\text{Ratio Apalancamiento} = \frac{\text{Deuda Financiera Neta}^{(1)}}{\text{Capital Empleado Neto}^{(2)}}$$

⁽¹⁾ Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 70% de la totalidad de su deuda bruta (83% si incluimos los 1.504 M€ en depósitos con disponibilidad inmediata, recogidos como inversiones financieras atendiendo a su plazo de vencimiento) Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

⁽²⁾ Corresponde a la suma de la deuda financiera neta más el patrimonio neto.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2014 y 2013, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Pasivos financieros no corrientes	7.612	8.469
Pasivos financieros corrientes	4.086	5.833
Activos financieros no corrientes	(593)	(1.888)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 11)	60	1.223
Otros activos financieros corrientes	(2.513)	(354)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(4.638)	(5.716)
Instrumentos financieros derivados financieros ex-tipo de cambio (ver nota 18)	(191)	(62)
Deuda financiera neta ⁽²⁾	3.823	7.505
Patrimonio neto	28.154	27.450
Capital empleado neto ⁽³⁾	31.977	34.955
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	12,0%	21,5%

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ No incluye 1.590 y 1.417 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 19). En 2013 incluye 84 millones de euros de Participaciones Preferentes que han sido recompradas en 2014 (ver Nota 16).

⁽³⁾ El capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo.

(18) OPERACIONES CON DERIVADOS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2014 y 2013 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación y sus vencimientos:

Millones de euros

Clasificación	Activo		Pasivo		Valor Razonable
	No corriente	corriente	No corriente	corriente	
31 de diciembre de 2014					
Coberturas de Flujo de Efectivo	-	25	(88)	(88)	(151)
De tipo de interés	-	-	(88)	(88)	(176)
De precio de producto	-	25	-	-	25
Otras operaciones con derivados	-	618	-	(190)	428
De tipo de cambio	-	140	-	(46)	94
De precio de producto	-	478	-	(144)	334
Total ⁽²⁾	-	643	(88)	(278)	277

Millones de euros

Clasificación	Activo		Pasivo		Valor Razonable
	No corriente	corriente	No corriente	corriente	
31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾					
Coberturas de Flujo de Efectivo	-	-	(56)	(2)	(58)
Tipo de interés	-	-	(56)	(2)	(58)
Otras operaciones con derivados	-	40	-	(136)	(96)
De tipo de cambio y tipo de interés	-	-	-	(21)	(21)
De tipo de cambio	-	16	-	(30)	(14)
De precio de producto	-	24	-	(85)	(61)
Total ⁽²⁾	-	40	(56)	(138)	(154)

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Incluye en 2014 y 2013 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 191 y 62 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

Millones de euros	Resultado de explotación		Resultado financiero		Ajustes por cambios de valor	
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
Cobertura de flujos de efectivo ⁽²⁾	-	-	(20)	(102)	(124)	143
Cobertura de inversión neta	-	-	-	-	-	13
Otras operaciones	476	(30)	531	(129)	-	-
Total ⁽²⁾	476	(30)	511	(231)	(124)	156

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ En 2013 y respecto a las participaciones preferentes emitidas en 2001 a través de la filial Repsol International Capital, Ltd, que fueron objeto de una oferta de recompra en 2013 (ver Nota 16), el Grupo tenía vinculadas una serie de permutas financieras por las que pagaba un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibía EURIBOR a 3 meses que como consecuencia de dicha recompra se discontinuaron transfiriéndose a la cuenta de resultados, junto con las pérdidas acumuladas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor”, de otras dos permutas financieras de tipo de interés discontinuadas en 2007 y asociadas a dichas participaciones, por un importe total de 74 millones de euros (ver Nota 24). En 2014 se han amortizado anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes, como consecuencia de dicha cancelación, el 16 de diciembre de 2014 se canceló la reserva de valoración a mercado del IRS asociado a las acciones preferentes por importe negativo de 2 millones de euros.

A continuación se detallan las operaciones más significativas con instrumentos financieros derivados a 31

de diciembre de 2014 y 2013.

Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 para cubrir emisiones futuras de instrumentos financieros (ver Nota 33). A través de las mismas, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 1,693 % y recibe Euribor a 6 meses. A 31 de diciembre de 2014, el nocional de estas operaciones ascendía a 1.000 millones de euros, vencimiento en 2015 y un valor razonable negativo de 86 millones de euros.
- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2014 su nocional asciende a 325 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y su valor razonable es negativo por importe de 90 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 su nocional ascendía a 294 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 58 millones de euros.
- Las coberturas contratadas en 2014 sobre el precio de productos corresponden a coberturas de flujos de efectivo en dólares, cuyo objeto es cubrir la variabilidad de los precios del gas en el invierno 2014-2015 y cuyo vencimiento es inferior a un año. A 31 de diciembre de 2014 su nocional asciende a 62 millones de euros (3.050.000 MBtu a un precio medio de 25 dólares/MBtu) y su valor razonable a 25 millones de euros.

Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio.

También y para la cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

El detalle de estos derivados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Millones de euros Clasificación 31 de diciembre de 2014	Vencimientos valores razonables							Valor Razonable
	2015	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total	
De tipo de cambio	94	-	-	-	-	-	94	94
De precio de producto	334	-	-	-	-	-	334	334
Contratos de compra	(354)	-	-	-	-	-	(354)	(354)
Contratos de venta	473	-	-	-	-	-	473	473
Opciones	(7)	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Swaps	208	-	-	-	-	-	208	208
Otros ⁽²⁾	14	-	-	-	-	-	14	14
TOTAL	428	-	-	-	-	-	428	428

Millones de euros Clasificación 31 de diciembre de 2013 ⁽¹⁾	Vencimientos valores razonables							Valor Razonable
	2014	2015	2016	2017	2018	Sig.	Total	
De tipo de cambio y tipo de interés	(21)	-	-	-	-	-	(21)	(21)
De tipo de cambio	(14)	-	-	-	-	-	(14)	(14)
De precio de producto	(61)	-	-	-	-	-	(61)	(61)
Contratos de compra	31	-	-	-	-	-	31	31
Contratos de venta	(46)	-	-	-	-	-	(46)	(46)
Opciones	(43)	-	-	-	-	-	(43)	(43)
Swaps	(14)	-	-	-	-	-	(14)	(14)
Otros ⁽²⁾	11	-	-	-	-	-	11	11
TOTAL	(96)	-	-	-	-	-	(96)	(96)

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Se corresponde con la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el Anexo IV.

(19) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe “Otros pasivos no corrientes” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Deudas por arrendamientos financieros	1.414	1.263
Fianzas y depósitos	142	140
Ingresos diferidos ⁽²⁾	14	15
Otros	231	258
Total	1.801	1.676

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver Nota 7)

19.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Millones de euros		Millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2014	2013	2014	2013
Durante el siguiente ejercicio	185	162	176	154
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	727	643	560	392
A partir del 6º ejercicio	2.458	2.327	854	871
	3.370	3.132	1.590	1.417
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.780)	(1.715)		
Total	1.590	1.417		
Registrado como:			2014	2013
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.414	1.263
Deuda por arrendamiento financiero corriente			176	154
Total			1.590	1.417

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2014 ha ascendido al 8,85% (8,92% a 31 de diciembre de 2013).

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 477 millones de dólares (393 millones de euros) y 498 millones de dólares (361 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2014 y 2013 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.212 millones de dólares (999 millones de euros) y 1.233 millones de dólares (894 millones de euros), respectivamente.

Como consecuencia del acuerdo de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4), se reclasificaron 1.226 millones de euros al 31 de diciembre de 2013 al epígrafe de “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta”, de la flota de buques para el transporte del GNL que gestionaba el Grupo Repsol y que se ha vendido el 1 de enero de 2014 una vez cumplidas las condiciones pactadas.

19.2) Fianzas y depósitos

En el epígrafe “Fianzas y depósitos” se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(20) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2014 y 2013, Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “*Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar*”:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Proveedores	2.350	2.588
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 19)	176	154
Administraciones Públicas acreedoras	548	576
Instrumentos financieros derivados (Nota 18)	144	85
Otros	2.534	2.299
Otros acreedores	3.402	3.114
Pasivo por impuesto corriente	165	135
Total	5.917	5.837

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010 de 5 de julio, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para los ejercicios 2014 y 2013 de acuerdo con la disposición adicional tercera “Deber de información” de la citada Ley es la siguiente:

	Millones de euros			
	2014		2013 ⁽¹⁾	
	Importe	%	Importe	%
Pagos realizados dentro del plazo máximo legal	12.836	99%	11.132	99%
Resto	92	1%	114	1%
Total pagos del ejercicio	12.928		11.246	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	50		53	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	6		6	

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

Según las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 se entiende plazo máximo legal de pago 60 días.

(21) SITUACIÓN FISCAL

Impuesto sobre beneficios

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales. Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera y, en ocasiones, por el gravamen de ese resultado en más de un país (doble imposición).

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2014 es de 52, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra Asfálnor, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas a un tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

El 28 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, que establece un tipo general del gravamen del 28% para el ejercicio 2015 y del 25% a partir del ejercicio 2016. También se reduce el tipo aplicable al Régimen Especial de Hidrocarburos al 33% para el ejercicio 2015 y al 30% a partir del ejercicio 2016.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos países. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre beneficios.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos países por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) de los impuestos sobre beneficios aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

País	Tipo de gravamen
Argelia ⁽¹⁾	30% - 38%
Bolivia	25%
Canadá ⁽²⁾	27%
Ecuador	22%
Estados Unidos ⁽³⁾	35%
Libia	65%
Países Bajos	25%
Perú	30%
Portugal	24,5% - 31,5%
Trinidad y Tobago	55%
Venezuela	34% (gas) y 50% (petróleo)

(1) Más el impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE).

(2) Tipo federal y provincial.

(3) Tipo federal.

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2014 y 2013, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 22 del Anexo IV, es el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Impuesto sobre beneficios corriente		
Impuesto del ejercicio	380	489
Otros ajustes al impuesto corriente	(293)	(217)
Impuesto sobre beneficios corriente	87	272
Impuesto sobre beneficios diferido		
Relacionado con movimientos del ejercicio	407	(95)
Otros ajustes al gasto por impuesto diferido	(348)	254
Impuesto sobre beneficios diferido	59	159
Gasto por impuesto sobre beneficios	146	431

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (Ver Nota 2 “Bases de presentación”).

La conciliación entre el “Gasto por impuesto sobre beneficios” registrado correspondiente al ejercicio y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	230	477
Tipo nominal del impuesto sobre beneficios en España	30%	30%
Gasto por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	69	143
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al español	110	251
Revaluación de impuestos diferidos y provisiones fiscales	34	30
Actualización de Balances en España	-	(96)
Deducciones fiscales	(27)	(34)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	34	90
Otros conceptos	(74)	47
Gasto por impuesto sobre beneficios	146	431
Tipo impositivo efectivo calculado sobre el resultado antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	63%	90%

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

En 2014, las partidas de conciliación recogen el impacto fiscal de la desinversión de YPF y de la reforma fiscal en España como consecuencia de la reducción del tipo de gravamen del Impuesto sobre Sociedades aplicable a partir de 2015.

En 2013, las partidas de conciliación recogen el impacto fiscal de la actualización de balances de las sociedades españolas introducida por la Ley 16/2012. Tal y como dictaminó el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en su Resolución del 31 de enero de 2013, la actualización de balances debía registrarse en las cuentas anuales de las compañías españolas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013. El impacto fiscal fue imputable, igualmente, al ejercicio 2013. Repsol calculó la actualización sobre los elementos del activo fijo material registrado en las sociedades españolas del Grupo que no estuvieran amortizados contable o fiscalmente. Para acreditar el derecho a deducir fiscalmente las futuras amortizaciones del mayor valor de los activos derivado de la actualización se ingresó, conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012, el gravamen único del 5% por importe de 21 millones de euros.

Dicha revalorización fue eliminada para la elaboración de los estados financieros consolidados del ejercicio 2013 bajo criterios NIIF, dando lugar al registro de un activo por impuesto diferido por importe de 117 millones de euros. El activo por impuesto diferido generado por el aumento del valor fiscal de los activos y el gravamen único del 5% se han contabilizado con contrapartida en el epígrafe “Impuesto sobre beneficios”, por un importe de 96 millones de euros.

Impuestos diferidos

El Gasto por Impuestos relativo al resultado de las operaciones interrumpidas recogido en el epígrafe “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos” (ver Nota 25) asciende a 243 y 338 millones de euros de ingreso por impuesto en 2014 y 2013, respectivamente.

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance, en función de los conceptos que los originan, es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2014	2013 ⁽¹⁾	Variación
Activos por impuesto diferido			
Provisiones insolvencias de créditos	15	24	(9)
Provisiones para el personal	57	57	-
Provisiones para contingencias	11	14	(3)
Otras provisiones	301	206	95
Diferencias de amortizaciones	292	270	22
Créditos fiscales	2.602	2.949	(347)
Otros activos por impuestos diferidos	689	559	130
Total	3.967	4.079	(112)
Pasivos por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(13)	(17)	4
Plusvalías diferidas	(10)	(45)	35
Diferencias de amortizaciones	(1.191)	(1.061)	(130)
Moneda funcional	-	-	-
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	4	(24)	28
Otros pasivos por impuestos diferidos	(474)	(719)	245
Total	(1.684)	(1.866)	182

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

En 2014, con motivo de la reducción del tipo de gravamen general en España, los activos y pasivos por impuesto diferido han sido revisados a 31 de diciembre de 2014 para ajustar su valor conforme a los tipos que se espera sean de aplicación en el período en el que se espera que el activo se realice o que el pasivo se cancele. Ello ha supuesto una disminución del epígrafe de “Activos por impuesto diferido” por importe de 456 millones de euros y de “Pasivos por impuesto diferido” por importe de 100 millones de euros.

Los créditos fiscales pendientes de utilización y que el Grupo estima que podrán ser compensados con futuras bases imponibles o cuotas del impuesto positivas, dentro de los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada una de las jurisdicciones donde se han generado, ascienden a 2.602 millones de euros.

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos que no ha registrado al cierre del ejercicio 2014 y 2013 que ascienden a 200 y 309 millones de euros, respectivamente. En líneas generales, esos activos corresponden a créditos fiscales por bases imponibles negativas pendientes de compensación y deducciones pendientes de aplicación que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF. Los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado varían entre 1 y 20 años.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 103 y 122 millones de euros al cierre de 2014 y 2013 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para aplicar la excepción de registro.

El impacto total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a un importe positivo de 196 millones de euros en el ejercicio 2014 y un importe negativo de 188 en el ejercicio 2013.

Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Repsol opera globalmente desarrollando diversas actividades empresariales como empresa petrolera y gasista integrada, lo que supone una complejidad creciente en los asuntos fiscales a gestionar en el contexto internacional actual.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Los ejercicios abiertos a inspección de las Sociedades del Grupo más relevantes, respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, son los siguientes:

País	Ejercicios abiertos a inspección
Argelia	2010 - 2014
Bolivia	2009 - 2014
Canadá	2010 - 2014
Ecuador	2011 - 2014
España	2010 - 2014
Estados Unidos	2010 - 2014
Libia	2007 - 2014
Países Bajos	2009 - 2014
Perú	2010 - 2014
Portugal	2011 - 2014
Trinidad y Tobago	2010 - 2014
Venezuela	2010 - 2014

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles con el objeto de llegar a una solución no litigiosa.

No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes de cuantía indeterminada en la actualidad. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación. La compañía, con base en el asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a las cuentas anuales adjuntas. En la experiencia del Grupo, el resultado de litigios por cuantías relevantes ha dado lugar a pagos no materiales o ha sido favorable para el Grupo.

El criterio del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes a provisionar se calculan de acuerdo con la mejor estimación del importe necesario para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia.

A 31 de diciembre de 2014, los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo son los siguientes:

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A., en la que el Grupo Repsol tiene un participación del 48,33%, han recibido sentencias del Tribunal Supremo de Bolivia que niegan la deducibilidad de regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas. La cuestión afecta a los ejercicios anteriores a la nacionalización del sector petrolero. La compañía considera que existen argumentos de índole constitucional que amparan su posición, expresamente refrendada, con carácter interpretativo, en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009. El procedimiento relativo a Repsol E&P de Bolivia ha sido devuelto al Tribunal Supremo por el Tribunal Constitucional, y se espera una resolución favorable de este Tribunal. Por su parte, YPFB Andina está a la espera de la resolución del Tribunal Constitucional.

Brasil

Petrobras, como operador del bloque BM-S-9, en el que Repsol participa en un 25%, recibió de la Administración fiscal del Estado de San Pablo acta de infracción en relación con presuntos incumplimientos formales (emisión de notas fiscales de acompañamiento) relacionados con movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina (incluido el desplazamiento de la misma hasta su ubicación para perforar). El criterio adoptado por Petrobras está alineado con la práctica generalizada de la Industria. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa estatal.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM-S-7 y BMS-9 (y de otros consorcios en los que Repsol Sinopec Brasil no participa) recibió actas de infracción por retenciones de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, ejercicios 2008 y 2009, y por los mismos conceptos más el Programa de Integración Social y la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social – PIS/COFINS, ejercicio 2010, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques mencionados. La compañía está evaluando su posible responsabilidad en el asunto, tanto desde la perspectiva fiscal como contractual.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones del *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE* del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques BM S-48 y BM-C33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos, considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa federal.

Canadá

Las autoridades fiscales canadienses rechazaron la aplicación de determinados incentivos fiscales relacionados con los activos de Canaport. Repsol Energy Canadá Ltd. y Repsol Canadá, Ltd. recurrieron las correspondientes actas de inspección (2005-2008) sucesivamente en vía administrativa y judicial. El 27 de enero de 2015 el Tax Court de Canadá dictó sentencia favorable para Repsol. La sentencia podrá ser recurrida en segunda instancia.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha cuestionado a los diversos consorcios petroleros en los que participa Repsol Ecuador, S.A. la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta, de los pagos de la tarifa de transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte (“*Ship or Pay*”). La cuestión ha sido recurrida ante la Corte Nacional de Justicia.

El SRI ha cuestionado el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de su producción de crudo al consorcio Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. El asunto está pendiente de decisión ante el Tribunal Fiscal.

La compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A. (OCP), entidad participada por Repsol Ecuador, S.A. en un 29,66%, mantiene contenciosos con el Gobierno de Ecuador en relación con el tratamiento fiscal de la deuda subordinada emitida para la financiación de sus operaciones. La sociedad obtuvo una primera sentencia favorable a sus pretensiones en la Corte Nacional; esa sentencia fue recurrida ante la Corte Constitucional por la propia Administración. La Corte Constitucional anuló la sentencia de la Corte Nacional y ordenó que se dictara un nuevo fallo. Adicionalmente, el Gobierno destituyó a los miembros de la Corte Nacional que habían fallado a favor de la compañía. Posteriormente, la Corte Nacional ha emitido tres resoluciones en sentido contrario a la primera (favorables a los intereses del SRI) en relación a los ejercicios 2003 a 2006. OCP está ejerciendo las acciones oportunas ante la Corte Constitucional y está analizando la posibilidad de interponer una demanda de arbitraje contra el Gobierno de Ecuador por distintos motivos.

España

En 2013 finalizaron los principales litigios del Impuesto sobre Sociedades por las actuaciones de comprobación de 1998 a 2001 y de 2002 a 2005. Las sentencias y resoluciones correspondientes anularon un 90% de las cuotas inicialmente liquidadas por la Agencia Tributaria y que habían sido recurridas por la compañía. En relación con las sanciones vinculadas a estas comprobaciones, los Tribunales de justicia anularon todas aquellas sobre las que, a día de hoy, ya se han pronunciado.

Por otra parte, las liquidaciones y sanciones derivadas de los procedimientos de comprobación de los ejercicios 2006 a 2009, por los impuestos sobre sociedades, sobre el valor añadido, sobre hidrocarburos y otros impuestos especiales y retenciones, todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos, que están relacionados principalmente con el Impuesto sobre Sociedades (precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones), suponen un cambio del criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. Repsol, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos y otros expertos consultados, considera que su actuación ha sido ajustada a Derecho y, por tanto, no espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos judiciales frente a los actos que pongan fin a la vía administrativa.

Por último, en relación con la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 27 de febrero de 2014, que declaró contrario al Derecho comunitario el Impuesto sobre la Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos (IVMDH) que estuvo vigente desde 2002 hasta 2012, Repsol ha iniciado diversos procedimientos ante las Autoridades fiscales españolas en interés de sus clientes y en defensa de sus derechos para obtener la devolución de los importes indebidamente ingresados por el IVMDH.

Trinidad y Tobago

La compañía *BP Trinidad&Tobago LLC*, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, es habitualmente objeto de inspección por el *Board of Inland Revenue*. Existen diversos procesos relacionados con varios impuestos – *Petroleum Profit Tax* (impuesto sobre sociedades), *Supplemental Petroleum Tax* (impuesto a la producción), VAT (IVA) y retenciones, principalmente – y ejercicios. Los asuntos se encuentran, en su mayoría, en fase administrativa.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado “Otras provisiones” (ver Nota 15), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2014 asciende a 649 millones de euros. Los riesgos por los litigios fiscales en curso y otras contingencias fiscales que han sido provisionados corresponden a un número elevado de asuntos, conceptos y períodos.

(22) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución de los epígrafes “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” de la cuenta de resultados adjunta, por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Áreas Geográficas	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
España	24.685	25.527
Unión Europea	7.789	7.855
Países O.C.D.E.	4.908	4.961
Resto de países	8.460	8.511
Total	45.842	46.854

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

El epígrafe “Ventas” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 6.077 millones de euros en 2014 y 6.099 millones de euros en 2013.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro ⁽²⁾	206	5
Beneficios por enajenación de inmovilizado	84	14
Total	290	19

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Incluye la reversión de 179 millones de euros de la planta de regasificación de Canoport y los gaseoductos para el transporte de gas.

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2014 corresponden fundamentalmente a operaciones de dilución de participación en activos del *Upstream* (“*farm-outs*”) en Australia (cesión del 55% del bloque WA-480-P), en Perú (acuerdo sobre el Lote 57 en el que Repsol mantiene el 53,84%) y en Aruba (venta del 65% del contrato de participación en la producción de dicho país) por importe de 60 millones de euros.

Los citados gastos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6, 7 y 8)	561	114
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	27	17
Total	588	131

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

Otros ingresos de explotación

El 1 de abril de 2014 Repsol, S.A. y Naturgás Energía Grupo, S.A. han acordado cancelar anticipadamente el contrato de transporte marítimo a largo plazo para el transporte de determinadas cantidades de GNL adquiridas por Naturgás. Como contraprestación Naturgás pagará a Repsol, S.A. 95 millones de dólares en dos plazos. En este sentido, el Grupo ha registrado en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” un importe de 69 millones de euros antes de impuestos estando pendiente de cobro a cierre del ejercicio 34 millones de euros correspondientes al segundo pago y cuya fecha prevista de cobro es abril de 2015.

Adicionalmente, en relación con la aplicación de la regulación en España para el GLP envasado (ver Anexo IV), la Audiencia Nacional y el Tribunal Superior de justicia ha reconocido el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios correspondiente a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero, segundo y tercero de 2012, lo que ha supuesto reconocer en el ejercicio 2014 unos ingresos por importe de 93,5 millones de euros después de impuestos (ver Nota 29 “*Contingencias, compromisos y garantías*”).

El importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” ha ascendido a 25 millones de euros en 2014 y 2013.

Aprovisionamientos

El epígrafe “*Aprovisionamientos*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Compras	37.271	38.626
Variación de existencias	983	(187)
Total	38.254	38.439

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

El epígrafe “*Aprovisionamientos*” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “*Ventas*” de esta nota.

Gastos de personal

El epígrafe “*Gastos de personal*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Remuneraciones y otros	1.293	1.245
Costes de Seguridad Social	436	426
Total	1.729	1.671

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

Otros gastos de explotación

El epígrafe “*Otros gastos de explotación*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Tributos	302	378
Servicios exteriores	3.017	3.164
Transportes y fletes	1.118	783
Otros Gastos	410	285
Total	4.847	4.610

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

Los costes de exploración en 2014 y 2013 ascienden a 811 y 433 millones de euros, de los cuales 398 y 168 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe “*Amortizaciones*”.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2014 y 2013 a 87 y 88 millones de euros, respectivamente.

(23) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente.

Adicionalmente, fuera de España, algunas sociedades del Grupo disponen de planes de pensiones de aportación definida para sus empleados.

El coste anual cargado en la cuenta de “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 44 millones de euros en 2014 y 43 millones de euros en 2013.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario base de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las

aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan registrado en el epígrafe “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2014 y 2013 ha ascendido a 14 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de resultados del Grupo en 2014 y 2013 ha sido de 1 millón de euros, respectivamente y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2014 y 2013 a 24 y 10 millones de euros, respectivamente (ver Nota 15 “*Provisiones corrientes y no corrientes*”).

c) Incentivos a medio y largo plazo

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2011-2014, 2012-2015, 2013-2016 y 2014-2017. El programa 2010-2013 se cerró, de acuerdo a sus bases, el 31 de diciembre de 2013 y sus beneficiarios percibieron la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2014.

Los cuatro programas vigentes (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016 y 2014-2017), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media aritmética de la Evaluación Individual de Desempeño obtenida por el beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2014 y 2013 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 12 y 17 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2014 y 2013, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 42 y 44 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d) Planes de fidelización y de adquisición de acciones

i.) “Plan de Fidelización”

Este Plan, aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 y, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) tiene como finalidad fomentar el alineamiento de sus beneficiarios con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. Se instrumenta a través de un plan de compra de acciones que permite a sus beneficiarios invertir una cantidad máxima en acciones de Repsol, S.A., de forma que si mantienen las acciones durante un periodo de tres años, permanecen en el Grupo y se cumplen el resto de condiciones del Plan, recibirían una acción adicional por cada tres acciones que hubieran adquirido inicialmente.

Por simplicidad en la instrumentación del Plan de Fidelización se ha determinado que sus beneficiarios serán quienes participen en los programas de retribución plurianual y el importe máximo que podrán invertir en el Plan será el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que cada beneficiario perciba. La compra de acciones por los beneficiarios debe realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se encuentran vigentes los ciclos segundo, tercero y cuarto (2012-2015, 2013-2016 y 2014-2017) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº de participantes	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (€/acción)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Segundo ciclo (2012-2015)	187	294.689	12,26	98.161
Tercer ciclo (2013-2016) ⁽¹⁾	200	172.302	18,22	57.366
Cuarto ciclo (2014-2017)	218	150.271	20,72	50.026

⁽¹⁾ Tras el cierre del periodo de adhesión se incorporaron al Plan 13 beneficiarios cuyas solicitudes, remitidas en plazo y forma, no fueron tramitadas inicialmente. Dichos beneficiarios adquirieron un total de 3.514 acciones en las mismas condiciones que las que se les hubiesen aplicado de haberse tramitado correctamente sus solicitudes.

En el cuarto ciclo del Plan (2014-2017), los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 55.060 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el segundo ciclo (un total de 131.395 acciones), en el tercer ciclo (un total de 77.155 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 43.795 acciones al vencimiento del período de consolidación del segundo, 25.716 acciones al vencimiento del período de consolidación del tercero y 18.351 acciones al vencimiento del período de consolidación del cuarto, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2014 y 2013, se ha registrado un gasto en el epígrafe “Gastos de personal” con contrapartida en el epígrafe “Otras reservas” del patrimonio neto por importe de 0,85 y 1,21 millones de euros, respectivamente.

El 31 de mayo de 2014 se cumplió el periodo de consolidación del primer ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 322 beneficiarios (entre ellos, los miembros del Comité de Dirección) consolidaron derechos a la entrega de un total de 69.162 acciones brutas. Una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, los beneficiarios recibieron el 5 de junio de 2014 un total de 57.146 acciones netas, valoradas a un precio unitario de 20,905 euros por acción, de conformidad con las condiciones establecidas en el Plan. En concreto, los miembros del Comité de Dirección (incluyendo a los que ostentan la condición de Consejeros) consolidaron derechos a la entrega de un total de 26.537 acciones brutas, recibiendo 18.594 acciones netas en la citada fecha y con la valoración indicada, una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad.

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Los Planes de Adquisición de Acciones (PAA) fueron aprobados por la Junta General Ordinaria de 15 de abril de 2011 para los años 2011-2012, y por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015.

Estos planes se dirigen a empleados del Grupo Repsol en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con el límite anual que, con arreglo a la legislación fiscal vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el IRPF. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario.

Durante el ejercicio 2014 el Grupo ha adquirido 437.577 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,9 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2014. En el ejercicio 2013 y en el marco del PAA 2013, el Grupo adquirió 406.430 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,1 millones de euros (ver Nota 14).

Los miembros del Comité de Dirección, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2014 un total de 420 acciones.

Las acciones a entregar en ambos planes i) y ii) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

(24) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Ingresos financieros	112	85
Gastos financieros	(414)	(540)
Intereses de la deuda	(302)	(455)
Por tipo de interés	(29)	(4)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(29)	(4)
Por tipo de cambio	253	-
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	557	(125)
Diferencias de cambio	(304)	125
Otras posiciones	1	-
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	1	-
Resultado de posiciones⁽²⁾	225	(4)
Actualización financiera de provisiones	(63)	(73)
Intereses intercalarios⁽³⁾	81	126
Arrendamiento financiero	(126)	(128)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros ⁽⁴⁾	369	79
Otros ingresos	22	29
Otros gastos	(54)	(56)
Otros ingresos y gastos financieros	211	(76)
RESULTADO FINANCIERO	152	(482)

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

- (2) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 5 del Anexo IV) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados. El incremento en 2014 se explica fundamentalmente por la apreciación del dólar frente al euro y su efecto en las posiciones financieras en dólares, así como el resultado positivo de las diferencias de cambio de la cartera de bonos entregados por la República Argentina, originadas desde la entrega de los mismos hasta su fecha de monetización (ver apartado 4.1.1 “Activos relacionados con la expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A.” de la Nota 4).
- (3) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe “Gastos financieros”.
- (4) Al 31 de diciembre de 2014 incluye, fundamentalmente, los resultados generados por la venta de las acciones no expropiadas del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. por importe de 453 millones de euros y de los bonos entregados por la República Argentina por importe negativo de 53 millones de euros (ver apartados 4.1.2 y 4.1.1, de la Nota 4, respectivamente). Al 31 de diciembre de 2013, incluye, fundamentalmente, la plusvalía por importe de 76 millones de euros generada como consecuencia de la recompra de participaciones preferentes descrita en la Nota 16.

(25) RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS

En 2014, el epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*” incluye fundamentalmente las plusvalías generadas por la venta de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. y el impacto fiscal de la expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 4).

En 2013, este epígrafe incluye fundamentalmente los resultados generados por los activos y negocios del GNL vendidos y/o clasificados como mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 4), así como las plusvalías generadas por la venta, y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad registradas en relación con los activos de GNL (ver Notas 7, 8, y 15).

A continuación se incluye el desglose por naturaleza del epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*”:

	Millones de euros	
	2014	2013
Ingresos de explotación	-	1.888
Gastos de explotación	(35)	(1.320)
Resultado de explotación	(35)	568
Resultado financiero	(2)	(47)
Resultado de entidades valoradas por el método de participación neto de impuestos	-	74
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	(37)	595
Gasto por impuestos relativo al resultado de las operaciones interrumpidas	4	(159)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas	(33)	436
Resultado después de impuestos por la desinversión de los activos del GNL y de YPF	658	159
Resultado después de impuestos de la valoración de activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	(28)	(1.279)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	597	(684)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	597	(684)

(26) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

En los ejercicios 2014 y 2013 la composición del epígrafe “*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*” referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros	
		2014	2013 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos		1.122	1.282
Ajustes de resultado:		1.410	1.467
Amortización del inmovilizado	7 y 8	1.796	1.520
Provisiones operativas netas dotadas	15	676	330
Resultado por enajenación de activos no comerciales	4	11	3
Resultado financiero	24	(152)	482
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	9	(892)	(805)
Otros ajustes (netos)		(29)	(63)
Cambios en el capital corriente		966	(275)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(315)	92
Cobros de dividendos		530	628
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(611)	(425)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(234)	(111)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		3.183	2.566
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		(86)	110

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

(27) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 de diciembre de 2014 ⁽¹⁾
Fundación Bancaria Caixa d’Estalvis i Pensions de Barcelona ⁽²⁾	11,90
Sacyr Vallehermoso, S.A. ⁽³⁾	9,05
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽⁴⁾	6,14

⁽¹⁾ Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 14.1 Capital social.

⁽²⁾ La Fundación Bancaria Caixa d’Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. y Vidacaixa, S.A.

⁽³⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽⁴⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

Los datos ofrecidos en el anterior cuadro recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2014, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

El 4 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos (PEMEX) comunicó a la CNMV la finalización de un proceso de colocación acelerada entre inversores cualificados de un total de 104.057.057 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 7,86% del capital social a dicha fecha. Desde ese momento, PEMEX dejó de tener la consideración de accionista significativo de Repsol, S.A. También el 4 de junio de 2014 Pemex International España S.A.U. (filial del grupo PEMEX) comunicó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol, momento a partir del cual PEMEX perdió la consideración de parte vinculada de Repsol.

- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Personas o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2014 por operaciones con partes vinculadas:

GASTOS E INGRESOS	Millones de euros			Total
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	
Gastos financieros	6	-	32	38
Arrendamientos	2	-	3	5
Recepciones de servicios	8	-	350	358
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽²⁾	1.519	-	6.854	8.373
Otros gastos	16	-	1	17
TOTAL GASTOS	1.551	-	7.240	8.791
Ingresos financieros	37	-	50	87
Contratas de gestión o colaboración	-	-	5	5
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	3	3
Arrendamientos	1	-	3	4
Prestaciones de servicios	9	-	4	13
Venta de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	64	-	862	926
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	1	1
Otros ingresos	1	-	112	113
TOTAL INGRESOS	112	-	1.040	1.152

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			Total
	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	46	-	-	46
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁴⁾	1	-	2.091	2.092
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	5	5
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	15	-	-	15
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁵⁾	509	-	3.463	3.972
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	64	-	1.664	1.728
Garantías y avales recibidos	34	-	-	34
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	80	-	7.463	7.543
Compromisos / garantías cancelados	-	-	8	8
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	652	1	-	653
Otras operaciones ⁽⁹⁾	1.607	-	-	1.607

⁽¹⁾ Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 28 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponden al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

- (2) La columna “*Accionistas significativos*” incluye fundamentalmente las compras realizadas de acuerdo al contrato de crudo firmado con duración indeterminada con el Grupo Pemex hasta el 4 de junio (momento en el que PEMEX perdió su consideración de parte vinculada), que en 2014 asciende a 164.000 barriles al día. La columna “*Personas o entidades del Grupo*” incluye, principalmente, compras de bienes con el grupo Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures, LLC (BPRY) y el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), sociedades consolidadas por el método de la participación (ver Nota 9), por importe de 1.113, 629 y 382 millones de euros, respectivamente.
- (3) Incluye principalmente ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF) y BPRY Caribbean Ventures, LLC (BPRY), sociedades consolidadas por el método de la participación, por importe de 291 y 223 millones de euros, respectivamente.
- (4) Incluye préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 11.4), así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades.
- (5) La columna “*Accionistas significativos*” incluye las líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 370 millones de euros. La columna “*Personas o entidades del Grupo*” incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 16.3), así como las líneas de crédito no dispuestas con estas sociedades.
- (6) Incluye fundamentalmente 1.506 millones de euros correspondientes a 3 garantías emitidas por el Grupo en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V (ver Nota 29).
- (7) Corresponde a los compromisos de compras neto de los compromisos de ventas, vigentes a la fecha.
- (8) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2014, en el marco del programa de retribución “*Repsol Dividendo Flexible*”. Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2015, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 173 millones de euros. Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre de 2014. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.
- (9) Incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 1.000 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 202 millones de euros y de tipo de interés por 74 millones de euros con el grupo la Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2013 por operaciones con partes vinculadas:

GASTOS E INGRESOS	Millones de euros ⁽¹⁾			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽²⁾	Total
Gastos financieros	27	-	48	75
Arrendamientos	2	-	2	4
Recepciones de servicios	5	-	461	466
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽⁴⁾	3.683	-	7.476	11.159
Otros gastos	16	-	14	30
TOTAL GASTOS	3.733	-	8.001	11.734
Ingresos financieros	5	-	34	39
Contratas de gestión o colaboración	-	-	3	3
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1
Arrendamientos	1	-	-	1
Prestaciones de servicios	27	-	43	70
Venta de bienes (terminados o en curso) ⁽⁵⁾	42	-	1.356	1.398
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros ingresos	1	-	150	151
TOTAL INGRESOS	76	-	1.587	1.663

OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽³⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽²⁾	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	-	-	-	-
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁶⁾	1	-	1.075	1.076
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	6	6
Venta de activos materiales, intangibles y otros activos	12	-	-	12
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽⁷⁾	425	-	3.049	3.474
Garantías y avales prestados ⁽⁸⁾	127	-	1.471	1.598
Garantías y avales recibidos	13	-	-	13
Compromisos adquiridos ⁽⁹⁾	707	-	3.554	4.261
Compromisos / garantías cancelados	10	-	2.598	2.608
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽¹⁰⁾	338	-	1	339
Otras operaciones ⁽¹¹⁾	1.397	-	-	1.397

- ⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Comparación de la información”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.
- ⁽²⁾ Las tablas incluyen las transacciones realizadas con aquellas compañías objeto de la venta de los negocios de GNL a Shell (ver Nota 4) y cuyos importes más significativos son: (i) Compras de bienes por importe de 1.482 millones de euros, (ii) Ingresos por ventas de bienes por importe de 348 millones de euros, (iii) Gastos por la recepción de servicios por importe de 117 millones de euros, (iv) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 40 millones de euros, (v) Otros ingresos por importe de 40 millones de euros.
- ⁽³⁾ Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 28 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponden al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.
- ⁽⁴⁾ Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con duración indeterminada con PEMEX, que en 2013 ascendía a 139.000 barriles al día. La columna “Personas o entidades del Grupo” incluye, principalmente, compras de producto con el grupo Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures, LLC (BPRY) y el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), negocios conjuntos del Grupo (ver Nota 9), por importe de 1.130, 297 y 166 millones de euros, respectivamente.
- ⁽⁵⁾ Incluye ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF) y BPRY Caribbean Ventures, LLC (BPRY), sociedades consolidadas por el método de la participación (ver Nota 9), por importe de 710 y 528 millones de euros, respectivamente.
- ⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 11.4), así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades.
- ⁽⁷⁾ La columna “Accionistas significativos” incluye líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 345 millones de euros. Adicionalmente, en la columna “Personas o entidades del Grupo” se incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 16.3), así como las líneas de crédito no dispuestas con estas sociedades.
- ⁽⁸⁾ Incluye 1.385 millones de euros correspondientes a 3 garantías emitidas por el Grupo en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guar4 B.V (ver Nota 29).
- ⁽⁹⁾ Corresponde a los compromisos de compras neto de los compromisos de ventas, vigentes a la fecha.
- ⁽¹⁰⁾ Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2013, en el marco del programa de retribución “Repsol Dividendo Flexible”. Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 191 millones de euros. Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar al 31 de diciembre de 2013. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.
- ⁽¹¹⁾ Incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 500 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 499 millones de euros y de tipo de interés por 67 millones de euros con el grupo Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

(28) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

28.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos¹, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 8,82 millones de euros, lo cual representa un 0,55% del resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante. En el ejercicio 2013 esta cantidad ascendió a 7,55 millones de euros.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad fijada a tal efecto por la Junta General, correspondiendo al Consejo de Administración la determinación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y sus Comisiones.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2013, bajo el punto decimotercero del Orden del Día, aprobó fijar dicho límite en una cantidad equivalente a 6 millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y con el sistema aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones ascendió, en los ejercicios 2014 y 2013, a los siguientes importes:

<i>Órgano de Gobierno</i>	Euros	
	2014	2013
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2014 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,978 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

¹ Los datos relativos al Consejero Delegado, Sr. Imaz, corresponden en todos los apartados al periodo comprendido entre su nombramiento (30 de abril de 2014) y el 31 de diciembre.

<i>Consejo de Administración</i>	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau Niubó	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz ⁽¹⁾	132.446	132.446	-	-	-	264.891
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Javier Echenique Landiribar ⁽²⁾	176.594	58.865	88.297	-	29.432	353.188
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	44.149	309.040
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Juan María Nin	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Ángel Duráñez Adeva	176.594	-	88.297	-	-	264.891
M ^a Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	-	44.149	-	220.743
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Pemex Internacional España, S.A. ⁽³⁾	73.581	73.581	-	-	18.395	165.557
Paulina Beato ⁽⁴⁾	58.865	-	29.432	-	-	88.297

⁽¹⁾ El Sr. Imaz fue designado miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y de su Comisión Delegada el 30 de abril de 2014.

⁽²⁾ Con fecha 30 de abril de 2014 el Sr. Echenique renunció a su cargo de vocal de la Comisión Delegada y fue designado miembro de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

⁽³⁾ Pemex Internacional España, S.A. renunció a su cargo de Consejero de Repsol, S.A. y de vocal de la Comisión Delegada y de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa el 4 de junio de 2014.

⁽⁴⁾ La Sra. Beato renunció a su cargo de Consejera de Repsol, S.A. y de vocal de la Comisión de Auditoría y Control el 30 de abril de 2014.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada.
- Los Consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior, estando en todo caso excluidos de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivos ligados al desempeño de la compañía, a corto o largo plazo.
- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente del Consejo de Administración, Consejero Delegado y del Secretario General, para quienes, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, más adelante descritos.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2014 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,895 millones de euros, correspondiendo 2,112 millones de euros a D. Antonio Brufau, 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo y 0,8 millones de euros a D. Josu Jon Imaz, quien como se ha indicado anteriormente fue designado Consejero de Repsol, S.A. el 30 de abril de 2014.

Adicionalmente, la remuneración en especie (que incluye entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez, seguro médico y el importe de las acciones brutas entregadas en virtud del Plan de Fidelización descrito en la Nota 23.d) i.), así como los ingresos a cuenta/ retenciones ligados a las retribuciones en especie, la retribución variable anual y la plurianual (correspondientes estas últimas al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 hasta el 30 de abril de 2014, fecha en la que el Consejo de

Administración aprobó una nueva estructura organizativa que incluía la separación de cargos entre el Presidente del Consejo de Administración y el Consejero Delegado, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,150 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, retribución variable anual y plurianual, ha ascendido a 1,514 millones de euros. La retribución devengada por D. Josu Jon Imaz desde el 30 de abril de 2014, en concepto de retribución en especie, retribución variable anual y plurianual, ha ascendido a 0,906 millones de euros. Desde el pasado 1 de mayo de 2014 el Sr. Brufau ya no percibe retribución plurianual.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

En relación con el Plan de Fidelización indicado anteriormente, tal y como se detalla en la Nota 23.d) i.), con fecha 31 de mayo de 2014 se cumplió el periodo de consolidación del primer ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, D. Antonio Brufau consolidó derechos a la entrega de un total de 10.660 acciones brutas, valoradas a un precio unitario de 20,905 euros por acción, lo que supone un importe equivalente de 222.854 euros. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo consolidó derechos a la entrega de un total de 2.124 acciones brutas valoradas a ese mismo precio, suponiendo un importe equivalente de 44.409 euros. D. Josu Jon Imaz no era partícipe en el primer ciclo del Plan de Fidelización, por lo que no consolidó derechos de entrega de acciones adicionales.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2014 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas, asciende a 0,385 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros	
	Gas Natural	Petronor
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	196.650	-
Luis Suárez de Lezo Mantilla	139.150	-
Josu Jon Imaz San Miguel	-	48.951

⁽¹⁾ El importe de la retribución percibida por su pertenencia al Consejo de Administración de Gas Natural se deduce de la retribución variable percibida por el Sr Brufau hasta el 30 de abril de 2014 y de su retribución fija a partir de dicha fecha.

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol.

e) Por aportaciones a planes de pensiones, premio de permanencia y planes de previsión.

El coste de las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2014 a 0,375 millones de euros. Corresponden 0,202 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo y 0,173 millones de euros a D. Josu Jon Imaz.

Por acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición de su Presidente, D. Antonio Brufau, Repsol dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiéndose el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido a este respecto.

28.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2014 ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

28.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2014, los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consejero Delegado y el Consejero Secretario General se adhirieron a los ciclos 2012-2015, 2013-2016 y 2014-2017 del Plan de Fidelización a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 23. En el caso del Presidente, éste se adhirió a los ciclos 2012-2015 y 2013-2016.

Durante el ejercicio 2014, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

28.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a las personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2014², excluidos aquellos en los que concurre la condición de Consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, y de un bono plurianual, calculados ambos como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

² Como se ha indicado en los apartados anteriores, D. Josu Jon Imaz fue designado Consejero de Repsol el 30 de abril de 2014 por lo que, a efectos de los importes incluidos en la tabla del apartado b) siguiente, se ha considerado únicamente la retribución percibida por éste hasta dicha fecha en su condición de miembro del Comité de Dirección. En consecuencia, hasta el 30 de abril de 2014 se entiende que formaron parte del Comité de Dirección 7 personas (excluidos el Sr. Brufau y el Sr. Suárez de Lezo en quienes concurría la condición de consejeros de la sociedad dominante) y a partir del 1 de mayo de 2014, con la designación de D. Josu Jon Imaz como Consejero Delegado, el número de personas a tener en cuenta en el ámbito de este apartado 4) es de 6.

En el ejercicio 2014, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,499
Dietas	0,287
Remuneración Variable	5,219
Remuneraciones en Especie ⁽¹⁾	1,103

⁽¹⁾ Incluye los derechos consolidados a la entrega de 13.752 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del primer ciclo del Plan de Fidelización, con un valor de 20,905 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 287.493 euros.

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 12,108 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2014, realizadas por el Grupo para su personal directivo ha ascendido a 1,688 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2014 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 18 del Anexo IV y Nota 23), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,707 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2014, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,076 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,8% durante el presente ejercicio.

28.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver apartado 4 de esta Nota) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si ésta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver apartado 4 de esta Nota), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2014, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol.

28.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2014 los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo se han adherido a los ciclos, 2012-2015, 2013-2016 y 2014-2017 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 23.

(29) CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS

29.1) Contingencias legales o arbitrales

A 31 de diciembre de 2014, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 46 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 21 “*Situación fiscal*” en su apartado “*Otra información con trascendencia fiscal*”). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe “*Otras provisiones*” en la tabla de la Nota 15.

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales o arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Argentina

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el periodo 1993 a 2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. En lo que se refiere al periodo 1993 a 1997, la reclamación se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto el proceso de audiencia y actualmente se está produciendo la prueba. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993 a 1997, suma que actualizada a 18 de agosto de 2012 ascendería según el perito oficial a 387 millones de pesos argentinos (43 millones de euros), todo ello más intereses y costas.

Actualmente, la reclamación está pendiente de decisión judicial desde el 10 de febrero de 2014, incluyendo un recurso para que se dicte sentencia.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark.

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con la venta por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a Occidental Chemical Corporation (“OCC”). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha del contrato de compraventa de las acciones de Chemicals, incluyendo ciertas contingencias medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF (ver Nota 4).

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey (“DEP”) y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, “el Estado de Nueva Jersey”) demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo “Repsol”); YPF; YPF Holdings Inc. (“YPFH”); CLH Holdings (“CLHH”); Tierra Solutions, Inc. (“Tierra”); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals localizada en Lister Avenue en Newark y que presuntamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark). En agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. (“YPFI”), y a Maxus International Energy Company (“MIEC”) (todos ellos, “Demandados originales”). En febrero de 2009 Maxus y Tierra trajeron al proceso, como terceros (“Third Parties”), a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) que podrían tener responsabilidad.

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso la “*Second Amended Cross Claim*” (“*Cross Claim*”) contra Repsol, YPF, Maxus, Tierra y CLHH.

El 6 de junio de 2013 los Demandados originales (con excepción de OCC) firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, un acuerdo (el “*Settlement Agreement*”) con el Estado de Nueva Jersey, por el que mediante el pago de 130 millones de dólares (65 millones a pagar por Repsol y los otros 65 millones a pagar por YPF/Maxus) obtendrían el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra Repsol, YPF, YPFI, YPFH, CLHH, MIEC, Maxus, y Tierra así como ciertas protecciones adicionales frente posibles litigios futuros. Según el acuerdo, el Estado de Nueva Jersey se reserva el derecho a continuar sus acciones contra OCC, que no fue parte del acuerdo. A su vez OCC mantiene su derecho a continuar con la *Cross Claim*. El *Settlement Agreement*, que ha sido aprobado por la Corte de Nueva Jersey, prevé que el acto del juicio para la vista de estas reclamaciones no podrá tener lugar antes de diciembre de 2015.

En agosto de 2014 OCC firmó un acuerdo con el Estado de Nueva Jersey que fue aprobado por la Corte el 16 de diciembre de 2014.

En noviembre de 2014 el juez emitió un nuevo calendario procesal que, entre otras cuestiones, fija el acto del juicio para la vista el 7 de diciembre de 2015. Asimismo, el 21 de noviembre de 2014 Repsol, YPF y Maxus presentaron las *Motions to Dismiss* a la *Cross Claim* de OCC.

Con fecha 13 de enero de 2015 la Juez auxiliar en el litigio (*Special Master*) emitió una opinión y recomendación respecto de las *Motions to Dismiss* presentadas por Maxus, YPF y Repsol en la cual se pronunció a favor de la desestimación de la mayor parte de las reclamaciones de OCC. OCC apeló la opinión y recomendación de la *Special Master* ante la Corte de Nueva Jersey. El 29 de enero de 2015 se celebró la vista oral del recurso de OCC y el Juez decidió mantener en su integridad la recomendación de la *Special Master* desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC.

Ecuador

Litigio del pago de los excedentes del GLP al Estado por parte de Duragás, S.A.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) de Ecuador está autorizada a auditar los ingresos, costos y gastos de los operadores de GLP. En sus auditorías a Duragás, S.A. de los ejercicios 2002 a 2013, la ARCH determinó que existía un diferencial entre la cantidad de GLP para el mercado de uso doméstico adquirida de EP PETROECUADOR (anteriormente Petrocomercial), empresa pública, único suministrador autorizado de GLP en Ecuador y la cantidad de GLP efectivamente enajenada a ese público por Duragás, S.A. y estableció que correspondía reliquidar a favor de EP PETROECUADOR esas cantidades por la diferencia de las tarifas establecidas entre el GLP doméstico y el GLP industrial. Según EP PETROECUADOR, el resultado de esa reliquidación para los ejercicios señalados ascendía a 60 millones de dólares, más intereses y costas por determinar.

Duragás, S.A. recurrió en tiempo y forma todos los informes de la ARCH y las liquidaciones, requerimientos y autos de pago derivados de ellos y recibidos de EP PETROECUADOR, invocando argumentos jurídicos formales y materiales (existencia de mermas técnicamente inevitables en los envases, falta de identidad entre el GLP remanente en los envases y las cantidades vendidas en el mercado industrial, etc.), sin que se obtuviera ningún pronunciamiento judicial que atendiera el fondo del asunto.

Sin embargo, mientras todavía se estaban sustanciando esos recursos, EP PETROECUADOR entabló la vía coactiva para el cobro de las cantidades que reclamaba respecto a los años 2004-2011 por un importe total de 50 millones de dólares. Pese a que esos procedimientos coactivos se habían emitido prescindiendo de los cauces legalmente establecidos y con irregularidades, y que dicha circunstancia podía ser reconocida en alguna de las vías de oposición planteadas por Duragás, S.A., en ellos regía un principio semejante a la regla “*solve et repete*” que determinaba la obligación de pagar o consignar la cantidad en disputa si se quería impugnar la reclamación de la que traía causa dicha coactiva. Esto supuso que, en tanto se resolvía sobre la validez del informe de la ARCH para cada año respectivo, Duragás, S.A. estaba anticipando y soportando el perjuicio económico derivado de hacer frente al pago de la vía coactiva, convirtiéndose de facto más en reclamante (para la devolución de lo consignado) que en reclamado (por lo liquidado en los informes de la ARCH).

Finalmente, el 22 de octubre de 2014, el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, la ARCH, EP PETROECUADOR y Duragás, S.A. firmaron un Acuerdo Transaccional por importe de 31 millones de dólares que puso fin a la disputa entre las partes, procediendo, por tanto, ambas al desistimiento de los respectivos procesos judiciales interpuestos y quedando con ello liquidada esta contingencia.

España

Reclamaciones contra las Resoluciones Trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas relativas a los precios de GLP envasado durante parte de los ejercicios 2009 a 2012.

Durante 2014, se notificaron a Repsol Butano, S.A., cuatro sentencias de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional y una del Tribunal Superior de Justicia por las que se reconoce el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por las Resoluciones Trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas para la determinación del precio máximo de los envases de GLP envasado regulado correspondientes a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero, segundo y tercero de 2012, por un importe total de 93,5 millones de euros de principal más los intereses legales correspondientes.

En dichas sentencias se declara la concurrencia en el caso de los elementos configuradores de la responsabilidad patrimonial de la Administración e igualmente admite la cuantificación de los daños y perjuicios ocasionados por las resoluciones trimestrales recurridas por Repsol Butano, S.A. y peritadas (de parte y judicialmente), por el importe anteriormente citado.

Aun cuando la Abogacía del Estado ha anunciado recursos de casación, la realidad es que la Administración no se ha opuesto propiamente en la instancia a la concurrencia de los presupuestos legales que determinan su responsabilidad patrimonial, sino a la determinación y cuantificación del daño mediante argumentos que han sido desestimados de forma individualizada y razonada por las merítadas sentencias estimatorias de nuestras reclamaciones.

Los razonamientos de las sentencias, junto con los propiamente planteados por Repsol Butano, S.A. en defensa de su reclamación, permiten considerar que la probabilidad de que las referidas sentencias sean confirmadas por el Tribunal Supremo sea muy elevada.

Desistimiento de los procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

De conformidad con los compromisos asumidos en el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación firmado con Argentina (Ver Nota 4), Repsol ha desistido en 2014, entre otros, de los siguientes procedimientos que se iniciaran en 2012 y 2013 como respuesta a la expropiación de YPF: i) Arbitraje iniciado contra la República Argentina ante el CIADI al amparo del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina ii) Demandas contra el Gobierno argentino por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A., e YPF Gas S.A. expropiadas, titularidad del Grupo Repsol iii) “Class Action Complaint” contra el Estado argentino ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad y iv) Demanda contra el Estado argentino ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).

29.2) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2014 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de compra, inversión o gasto	Millones de euros					Ejercicios posteriores	Total
	2015	2016	2017	2018	2019		
Compromisos de compra	5.091	1.955	1.934	2.050	1.453	17.974	30.457
Crudo y otros ⁽¹⁾	2.715	395	391	393	394	1.702	5.990
Gas natural ⁽²⁾	2.376	1.560	1.543	1.657	1.059	16.272	24.467
Compromisos de inversión ⁽³⁾	953	888	430	130	78	255	2.734
Prestación de servicios	342	209	146	99	69	358	1.223
Compromisos de transporte	65	62	62	58	24	275	546
Arrendamientos operativos ⁽⁴⁾	202	136	130	112	104	652	1.336
Transporte - Time Charter	21	12	11	5	5	5	59
Arrendamientos operativos ⁽⁵⁾	181	124	119	107	99	647	1.277
TOTAL	6.653	3.250	2.702	2.449	1.728	19.514	36.296

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol.

- (1) Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el Grupo Pemex (de duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (que se renueva anualmente) y con el grupo Repsol Sinopec Brasil, con un volumen comprometido a 31 de diciembre 2014 de 125.000, 65.000, y 31.000 barriles respectivamente.
- (2) Fundamentalmente incluye los compromisos de compra de gas natural en Norteamérica por importe de 21.037 millones de euros, un 77% adquiridos por dos contratos firmados en 2014 por un volumen aproximado de 2.4 Bcm con entregas a partir de 2017, uno de ellos firmados con el grupo Gas Natural Fenosa. También incluye en España el compromiso adquirido en 2013 con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las refinerías de Repsol.
- (3) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Perú, Venezuela, Angola, y Bolivia por importe de 602, 285, 229, 228, y 222 millones de euros, respectivamente.
- (4) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2014 y 2013, ascienden a 308 y 296 millones de euros, respectivamente.
- (5) Corresponde principalmente a arrendamientos de estaciones de servicio por importe aproximado de 881 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2014 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros							
Compromisos de venta o ingreso	2015	2016	2017	2018	2019	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	7.605	1.113	753	789	709	4.563	15.532
Crudo y otros ⁽¹⁾	7.153	973	584	588	501	1.635	11.434
Gas natural ⁽²⁾	452	140	169	201	208	2.928	4.098
Prestación de servicios ⁽³⁾	356	284	276	269	218	1.557	2.960
Arrendamientos	105	89	84	71	69	70	488
TOTAL	8.066	1.486	1.113	1.129	996	6.190	18.980

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol.

(1) Incluye principalmente las ventas de productos petrolíferos (combustibles, GLP y productos petroquímicos) en España y Perú, por importe de 6.682 millones y 1.954 millones de euros, respectivamente.

(2) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Argelia y Perú por importe de 1.989 y 1.667 millones de euros, respectivamente.

(3) Incluye principalmente la ejecución de operaciones petrolíferas en Bolivia, derivadas de los Contratos de Operación firmados por Repsol E&P Bolivia, S.A (ver Anexo III).

29.3) Garantías

A 31 de diciembre de 2014 las compañías del Grupo Repsol han garantizado obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías participadas por el Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen las garantías vivas de importe significativo:

- Para el alquiler de tres plataformas flotantes de producción en el desarrollo del campo BMS-9, Repsol Sinopec Brasil (RSB, ver Nota 9), participada en un 60% por Repsol, S.A. y en un 40% por China Petrochemical, del Grupo Sinopec, asumió la responsabilidad por el 25% de las obligaciones contractuales de Guara B.V., correspondiente a su 25% de participación en esta sociedad. Por estos alquileres, el Grupo ha emitido las tres garantías que se describen a continuación.

Una primera por importe actual de 711 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB en su filial Guara B.V., y por la que Repsol dispone a su vez de una contragarantía de China Petrochemical por la participación de ésta del 40% en RSB y dos garantías adicionales, de 572 millones y 545 millones de dólares, correspondientes al 60% de la participación de RSB en Guara B.V. Esta última sigue contingente al cumplimiento por el proveedor de futuras obligaciones contractuales y al consiguiente devengo de obligaciones de pago por Guara B.V., devengo estimado a partir del cuarto trimestre de 2016.

Estas garantías son por importes máximos que disminuyen anualmente durante la vida de los contratos de arrendamiento, de veinte años de duración.

- El Grupo tiene otorgadas garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP), sociedad participada por Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. en un 100%, ésta a su vez participada por Repsol OCP Ecuador, S.A. en un 29,66%, que abarcan la construcción, abandono, riesgos medioambientales y operativos relacionados con esta operación por aproximadamente 30 millones de dólares. El Grupo ha ignorado todas sus acciones de OCP.
- El Grupo ha otorgado una garantía por su participación en Cardón IV que cubre el riesgo de que la unidad de perforación sea confiscada, expropiada, nacionalizada, o sufra cualquier otra limitación a su uso atribuible al Gobierno de Venezuela o a actos de insurrección o terrorismo por una cuantía máxima de 90 millones de dólares.

- En relación a la venta de activos de GNL a Shell (ver Nota 4 “Cambios en la composición del Grupo”), el Grupo mantiene dos garantías: una otorgada a Gas Natural Fenosa cubriendo las obligaciones de aprovisionamiento de Shell Spain LNG SAU (anteriormente Repsol Comercializadora de Gas, S.A.) a Gas Natural SDG y otra otorgada a Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago por las obligaciones de pago de Repsol LNG T&T Ltd. derivadas de un contrato de procesado de gas. A su vez, el Grupo cuenta con un compromiso de indemnización de Shell por todas las responsabilidades en que en su caso pudiera incurrir Repsol derivadas de estas garantías.

Adicionalmente el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar, principalmente en relación con la venta de activos y eventuales responsabilidades por sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de sus operaciones y la práctica general de la industria.

(30) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute (API) a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo.

En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “*fin de línea*” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

30.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2014			2013 ⁽¹⁾		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	421	(241)	180	419	(241)	178
Gestión del agua	487	(330)	157	469	(307)	162
Calidad de productos	1.603	(832)	771	1.488	(777)	711
Suelos y abandonos	120	(49)	71	106	(40)	66
Ahorro y eficiencia energética	350	(133)	217	303	(121)	182
Gestión de residuos	35	(18)	17	31	(16)	15
Contingencias y derrames	45	(3)	42	31	(2)	29
Otros	199	(117)	82	176	(104)	72
	3.260	(1.723)	1.537	3.023	(1.608)	1.415

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “*Bases de presentación*”).

El coste incluye 291 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2014 y 232 millones de euros a 31 de diciembre de 2013.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2014 destacan, las destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, el ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética, la mejora en los sistemas de contingencias y prevención de derrames, la optimización en el consumo de agua, la reducción de la carga contaminante en suelos y terrenos y la minimización de las emisiones a la atmósfera.

Como inversiones singulares en 2014, cabe mencionar el lanzamiento de dos grandes proyectos de mejora de eficiencia energética incluidos en el plan de competitividad de Química. Por una parte, el proyecto de

remodelación de la Planta de Olefinas de Puertollano, con una inversión ambiental de 13 millones de euros en este año y que permitirá adecuar la capacidad de la Planta a la demanda de productos de alto valor añadido, para así operar en las condiciones más eficientes energéticamente. Y por otra parte, el proyecto de mejora de la eficiencia de las grandes turbinas de la Planta de Olefinas de Tarragona, con una inversión de aproximadamente 5 millones de euros.

Hay que destacar también la continuación de dos importantes proyectos: el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona, con una inversión ambiental de 12 millones de euros en 2014 y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con 94 millones de euros.

30.2) Provisiones Ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes aparecen desglosados como “Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes” en la columna “Otras provisiones” del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 15.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Saldo al inicio del ejercicio	51	48
Dotaciones con cargo a resultados	5	9
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	-	(49)
Movimientos operaciones interrumpidas ⁽²⁾	-	50
Saldo al cierre del ejercicio	49	51

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ El acuerdo firmado en el mes de junio de 2013 con el estado de Nueva Jersey en relación a las contingencias medioambientales provocadas en el Río Passaic y Bahía de Newark por una filial de YPF S.A. (ver Nota 29) supuso la dotación de una provisión por importe de 50 millones de euros que en diciembre 2013 fue reclasificada a “Otros acreedores”, previamente a su desembolso que tuvo lugar el 7 de febrero de 2014.

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” (ver Nota 15) cuyos saldos a 31 de diciembre de 2014 y 2013 ascienden a 341 y 253 millones de euros respectivamente.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

30.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2014 y 2013 han ascendido a 128 y 133 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”. Estos gastos incluyen 54 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las

emisiones de CO₂ realizadas en 2014 y 2013, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 11 y 9 millones de euros respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2014 y 2013 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 24 millones de euros, para ambos ejercicios; la gestión del agua por importe de 17 y 16 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 12 y 16 millones de euros, respectivamente y la remediación de suelos y abandonos por importe de 7 y 8 millones de euros, respectivamente.

30.4) Marco Aplicable

Entre las iniciativas legislativas desarrolladas este año y que pudieran tener un impacto en el Grupo destacan:

- Decisión de la Comisión 2014/738/UE de conclusiones sobre las Mejoras Técnicas Disponibles (MTD) de BREF de Refino.
- Decisión del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la retirada de derechos de emisión del mercado (Backloading).
- Decisión de la Comisión 2014/746/UE sobre la lista de sectores en riesgo de fuga de carbono.
- Marco de actuación 2030 en materia de clima y energía.

Además, debemos seguir destacando:

- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/30/CE sobre las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo.
- Directiva 2009/28/CE de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva 2012/27/UE sobre obligaciones de eficiencia energética.

30.5) Emisiones de CO₂

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO₂ en los ejercicios 2014 y 2013 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2014	2013 ⁽¹⁾
Saldo al inicio del ejercicio	55	70
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	54	54
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(54)	(69)
Saldo al cierre del ejercicio	55	55

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

⁽²⁾ Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂.

⁽³⁾ Corresponde en 2014 y 2013, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 7).

Durante los ejercicios 2014 y 2013 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 9 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 43 y 60 millones de euros (ver Nota 7).

En el ejercicio 2013 se produjo una depreciación del valor de los derechos de emisión por importe de 16 millones de euros, que se compensó por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. El resultado neto total por la gestión de CO₂, incluyendo la cartera de derechos de negociación, ha ascendido a un ingreso de 39 millones de euros en 2014 y a un gasto de 41 millones de euros en 2013.

En 2014, las sociedades del Grupo han estado operando dentro de la Fase III del EU ETS y, tal y como se anticipaba, se espera que al final de esta fase se entre en déficit dado que se habrá consumido los derechos de la Fase II y la asignación correspondiente a la compensación de costes de la Fase III. Para disminuir el futuro extra coste, Repsol ha tomado ciertas medidas de mitigación. Así, a lo largo de los años se han adquirido créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Además, la compañía, y dentro de ella las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones, ha comenzado la ejecución del nuevo Plan de Energía y Carbono 2014-2020 que permite ejecutar planes de ahorro energético y reducción de CO₂ con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III. Las reducciones obtenidas durante 2014 son acordes con la senda de reducción prevista en el plan de largo plazo.

(31) PLANTILLA

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2014 ascendía a 24.289 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.291 empleados), Latinoamérica (4.461 empleados) y Resto del Mundo (2.537 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2014 ha ascendido a 24.167 empleados, mientras que en 2013 fueron 23.855.

El Grupo Repsol cuenta a diciembre de 2014 con un total de 661 trabajadores con capacidades diferentes (2,72% de la plantilla).

En España en 2014, de acuerdo al cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), superamos el porcentaje requerido por la legislación, representando un 4,01% de la plantilla siendo 609 empleados por contratación directa y 149 personas equivalentes por medidas alternativas.

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2014 y 2013:

	2014		2013 ⁽¹⁾	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	255	47	245	43
Jefes Técnicos	1.534	496	1.465	463
Técnicos	7.771	4.081	7.701	3.937
Operarios y subalternos	6.669	3.436	6.743	3.346
Total ⁽²⁾	16.229	8.060	16.154	7.789

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 (ver Nota 2 “Bases de presentación”) en relación a la aplicación de la NIIF 11.

⁽²⁾ No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

(32) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2014, el importe de los honorarios aprobados por trabajos de auditoría realizados por Deloitte en Repsol, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 4,9 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios aprobados para servicios profesionales relacionados con la auditoría y por otros servicios han ascendido a 0,8 y 0,5 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(33) HECHOS POSTERIORES

- El 15 de diciembre de 2014, y tras la aprobación por unanimidad de sus respectivos Consejos de Administración, Repsol, S.A. y Talisman Energy Inc. (“Talisman”) suscribieron un acuerdo (*Arrangement Agreement*) para la adquisición por Repsol del 100% de las acciones ordinarias de la compañía petrolera canadiense por un importe de 8 dólares por acción, y la adquisición del 100% de las acciones preferentes de Talisman por un importe de 25 dólares canadienses por acción más los dividendos devengados y no pagados a la fecha de cierre.

El importe total de la operación asciende a 8.300 millones de dólares más la asunción de la deuda de Talisman que ascendía aproximadamente a 4.700 millones de dólares.

La operación se instrumentará mediante un *Plan of Arrangement* regulado por la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (*Canada Business Corporations Act*) y sujeto a la aprobación de los tribunales canadienses y de los accionistas de Talisman. El *Arrangement Agreement* contiene las previsiones habituales en este tipo de operaciones, entre las que se incluyen aprobaciones regulatorias y el consentimiento de terceros socios de Talisman en determinados activos. Talisman ha asumido también el compromiso de pagar a Repsol un importe de 270 millones de dólares en determinadas circunstancias si finalmente no se cerrara la transacción.

Previa aprobación provisional (*Interim Order*) por el tribunal competente (el Tribunal Superior de Alberta, en Canadá - *Court of Queen’s Bench of Alberta*), el pasado 18 de febrero se celebró la Junta General de Accionistas de Talisman en la que los accionistas aprobaron la transacción con el voto favorable de 99,4% y 99,8%, respectivamente, de las acciones ordinarias y de las acciones preferentes presentes o representadas en la reunión y, por tanto, con una mayoría muy superior a la exigida por el tribunal (un 66,6%). El 20 de febrero el mismo tribunal ha resuelto aprobar definitivamente el *Plan of Arrangement*, emitiendo la correspondiente *Final Order*.

El calendario inicial prevé cerrar la transacción a mediados de 2015.

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2014 % Participación Total		Diciembre 2013 Millones de Euros	
				% de	% de	Patrimonio	Capital
				Patrimonial	Control (2)	Neto	Social
(3)	(3)	(3)	(3)				
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	35,00	50,00	-	-
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	99,00	99,00	-	-
Agri Development, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.(Neg Conj)	6,00	10,00	-	-
Air Miles España, S.A. (4)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	24,16	25,00	7	-
Akakus Oil Operations, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.á.r.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	135	-
Alugas Gaviota, S.L. (5)	España	Regasificación, almacenamiento y distribución de hidrocarburos naturales gaseosos.	I.G.	100,00	100,00	-	-
AR Oil & Gaz, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	49,01	49,01	-	-
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
Asfálor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	-	-
Asfálos Españoles, S.A.	España	Asfálos	(16)	49,99	50,00	26	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	-	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	30,00	100,00	355	123
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	30,00	30,00	123	887
C.L.H. Aviação, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	-	-
Caiaigeste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	-	-
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	45	8
Canaport LNG Limited Partnership (4)	Canadá	Regasificación de GNL.	(16)	75,00	75,00	-	-
Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A.	Venezuela	Otras actividades	P.E.	27,50	27,50	-	-
Carbón Black Española, S.A.	España	Sociedad Inactiva	I.G.	100,00	100,00	19	-
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	-
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	372	2
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	40	1
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	91,84	95,00	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	99,97	100,00	5	0
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	210	84
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Distribuidora Andaluza Oriental, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(Neg Conj)	48,34	50,00	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,17	85,00	-	-
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	-	-
Duragos, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(2)	11
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	50,01	50,01	36	17
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	49,99	49,99	91	36
Dynasol Gestión, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	39	12
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	34	1
Enirepsa Gas Limited	Arabia Saudí	Aprovisionamiento y/o logística de gas (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	P.E.	30,00	30,00	-	-
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio para la venta de carburantes y reparación de vehículos.	I.G.	92,80	96,00	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolífero.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	-	-
Gas Natural SDG, S.A. (7)	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	P.E.(Neg Conj)	30,00	30,00	13.254	1.001
Gas Natural West África S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	72,00	100,00	4	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	21
Gaviota RE, S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	8	3
Gestão e Administração de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	-
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(Neg Conj)	48,34	50,00	50	39
Greenstone Assurance, Ltd. (15)	Islas Bermudas	Reaseguradora (sociedad en "run-off")	I.G.	100,00	100,00	88	12
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	-
Guará, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	-	-
Iberian Lube Base Oil Company, S.A. (11)	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(16)	29,99	30,00	112	114
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	8	12
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	P.E.(Neg Conj)	51,00	51,00	-	2
Kuosal S.A.P.I. de C.V.	México	Desarrollo proyectos Nuevas Energías (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	1	11
MC Atrep, Llc.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del Joint Venture	P.E.(Neg Conj)	49,01	100,00	-	-
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.(Neg Conj)	33,36	33,36	10	11
Occidental de Colombia LLC (4)	Estados Unidos	Participación en activos exploratorios y productivos en Colombia.	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	-	-
OJSC Eurotek	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	49,01	100,00	-	-
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. (4)	Ecuador	Explotación y gestión de un oleoducto en Ecuador	P.E.	29,66	100,00	(270)	40
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	(116)	73
Perú Hunt Pipeline Development Company LLC (4) (10)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	P.E.	44,70	44,70	89	89
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	-	-
Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85,98	85,98	680	121
Petroquirique, S.A. Emp. Mixta	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	40,00	40,00	-	-
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(14)	17
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	24,71	100,00	-	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	24,71	100,00	-	-
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	P.E.(Neg Conj)	24,71	24,71	-	-
Quirique Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	60,00	60,00	87	-
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.	I.G.	51,03	51,03	309	313
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	36
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	58
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	61	79
Repsol Angostura, Ltd. (5)	Trinidad y Tobago	Facilitar la exploración y explotación de petróleo offshore en Trinidad y Tobago.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	8

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2014		Diciembre 2013	
				% Participación Total		Millones de Euros	
				Participación Patrimonial	Participación Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.201	197
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	25
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	277	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	577	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	99,99	99,99	14	9
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	1.145	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	72	56
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	-	-
Repsol E & P Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	570	201
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	87
Repsol E & P Eurasia, LLC.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-	-
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	99	25
Repsol E & P USA, Inc. (17)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.024	2.491
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	76	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	3	-
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(969)	602
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	4	207
Repsol Energy Ventures, S.A. (14)	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	2
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	19
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	9
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(12)	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	6
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(15)	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(28)	-
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	241	259
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Liberia, B.V. (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	47
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	38	16
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	623	8
Repsol Exploración Nicaragua, S.A. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	328	17
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	3
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	156	352
Repsol Exploración, S.A. (9)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.608	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	18
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	23	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	100,00	-	-
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,86	99,86	50	34
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	29	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera (inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	34	347
Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.156	301
Repsol Investeringen, BV	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	579	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	64	2
Repsol Libreville, S.A. avec A.G. (5)	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	14	14
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	33	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda. (5)	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(17)	-
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	12	2
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural (sociedad inactiva)	P.E.	99,96	99,96	-	1
Repsol Mediación, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Correduría de Seguros	I.G.	96,67	100,00	2	-
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, BV	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(24)	-
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	16	13
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	(7)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	30	-
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(6)	-
Repsol Overzee Financien, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	660	129
Repsol Perú, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	174	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.856	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(215)	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	514	-
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(112)	60

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2014		Diciembre 2013	
				% Participación Total % de	Participación	Participación	Patrimonio Neto
				Patrimonial	Control (2)	(3)	(3)
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	60,01	100,00	3.951	3.759
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	60,01	60,01	5.953	4.810
Repsol St. John LNG, S.L. (5)	España	Realización de todo tipo de estudios relacionados con hidrocarburos y to	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Surorient Ecuador, S.A. (13)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	310	-
Repsol Trading Perú, S.A.C. (5)	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd. (5)	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading, S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	123	-
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	(8)	8
Repsol USA Holdings Corporation (4)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Venezuela Gas, S.A. (4)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	167	-
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	121	1
San Andrés Park, S.L.	España	Estación de Servicio para el suministro y venta de carburantes, combustibles y lubricantes.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Saint John Gas Marketing Company (5)	Estados Unidos	Apoyo y/o participación para realizar una inversión en una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Saint John LNG Development Company, Ltd. (5)	Canadá	Desarrollo del proyecto de estudio de construcción de una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Saneco	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	49,01	100,00	-	-
SC Repsol Baicou, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Piesti, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	1
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	P.E.(Neg Conj)	49,29	50,00	14	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-
Sociedade Agoreana de Armazenagem de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	4	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	87,20	90,00	3	6
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	41	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	-
TAPBC Acquisition, Inc. (5)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Tecmocontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarias, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(Neg Conj)	48,34	50,00	24	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
TNO (Tafneftodacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	34,30	99,54	-	-
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	-	-
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	-	-
Via Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windphas, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	P.E.(Neg Conj)	22,56	91,28	-	-
YFPB Andina, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	48,33	48,33	1.119	140
YFPB Transierra, S.A. (12)	Bolivia	Transporte de hidrocarburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	21,51	44,50	283	64
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	P.E.	25,00	25,00	-	-

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2013), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) Datos correspondientes a Cuentas Anuales Consolidadas.

(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2014.

(6) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de marzo de 2014.

(7) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(8) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en

Liberia.

(9) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

(10) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, Ltd., sociedad inactiva y en proceso de liquidación domiciliada en las Islas Caimán

(11) Anteriormente denominada SKSOL Lube Base Oils, S.A.

(12) Anteriormente denominada Transierra, S.A.

(13) Anteriormente denominada Repsol Cuba, S.A.

(14) Anteriormente denominada Repsol New Energy Ventures, S.A.

(15) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las mutuas de reaseguro Oil Casual Insurance (4,4%) y Oil Insurance, Ltd (1,09%), domiciliadas en Bermudas.

(16) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articuladas a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

(17) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de diciembre de 2012.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.14			31.12.13		
					Método de Consolidación ⁽¹⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽¹⁾	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	ene-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Kuosol Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Enajenación	ene-14	-	-	-	(4)	50,00%	100%
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	feb-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	feb-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Repsol Trading, S.A.	Constitución	mar-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) ⁽³⁾	Perú	Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd.	Enajenación	mar-14	-	-	-	P.E.	10,00%	22,38%
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Repsol Trading, S.A.	Liquidación	abr-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	may-14	-	-	-	(4)	46,81%	46,81%
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Adquisición	may-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Repsol LNG Holdings, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Trading Singapore Pte, Ltd.	Singapur	Repsol Trading, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	jun-14	-	-	-	(4)	20,02%	20,02%
Tocado International B.V.	Holanda	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	jul-14	-	-	-	P.E.	20,34%	20,34%
YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Disminución participación	ago-14	P.E. (Neg. Conj)	48,33%	48,33%	(4)	48,92%	48,92%
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Absorción	sep-14	-	-	-	(4)	50,00%	100%
Saint John Gas Marketing Company	EE.UU.	Repsol St. John LNG, S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Cabón	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Canadá	Repsol St. John LNG, S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Disminución participación	sep-14	P.E.	24,16%	25,00%	P.E.	25,78%	26,67%
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	oct-14	-	-	-	I.G.	96,67%	100%
Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	oct-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Nicaragua, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	nov-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Calio Holdings, Llc.	EE.UU.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Liquidación	dic-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	dic-14	I.G.	87,20%	90,00%	P.E.	43,69%	45,00%
Neol Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	dic-14	-	-	-	(4)	50,00%	50,00%
TAPBC Acquisition, Inc.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	dic-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	dic-14	P.E.(Neg Conj)	22,56%	91,28%	(4)	23,73%	70,62%
Principle Power, Inc.	EE.UU.	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Disminución participación	dic-14	P.E.(Neg Conj)	24,71%	24,71%	(4)	33,61%	33,61%
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Brasil	Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	Constitución	dic-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Sociedades del Grupo Gas Natural (varias) ⁽⁵⁾		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(3) Ver Nota 4.

(4) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articulados a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

(5) En el ejercicio 2014 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 9) se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades (véase las Cuentas Anuales Consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2014).

ANEXO 1b: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.13			31.12.12		
					Método de Consolidación ⁽³⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽³⁾	% Participación Total	
						Participación Patrimonial	Participación Control ⁽²⁾		Participación Patrimonial	Participación Control ⁽²⁾
Pacific LNG Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Liquidación	ene-13	-	-	-	P.E.	37,50%	37,50%
Tocado Internacional B.V.	Holanda	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Adquisición	ene-13	P.E.	20,34%	20,34%	-	-	-
Eurotek	Rusia	AR Oil & Gas BV	Disminución participación	ene-13	I.P.	49%	100%	I.G.	100%	100%
MC ALREP, Llc.	Rusia	AR Oil & Gas BV	Adquisición	feb-13	I.P.	49,01%	100%	-	-	-
Kuosol Servicios, S.A. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Absorción	feb-13	-	-	-	I.P.	49,99%	99,98%
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	mar-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Principle Power Inc.	EE.UU	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Adquisición	mar-13	I.P.	33,606%	33,606%	-	-	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power Inc.	Adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power Inc.	Adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power Inc.	Disminución participación	abr-13	I.P.	23,73%	70,62%	I.P.	30,95%	30,95%
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jun-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	jun-13	P.E.	25,78%	26,67%	P.E.	21,75%	22,50%
SC Repsol Targu Jiu SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Baicoi SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Targoviste SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Pitesti SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Aumento participación	jul-13	I.P.	20,016%	20,016%	I.P.	20,01%	20,01%
San Andrés Park S.L	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	sep-13	I.G.	96,67%	100%	-	-	-
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. ⁽¹⁾	España	Repsol, S.A.	Enajenación	oct-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
Albatros S.a.R.L.	Luxemburgo	Repsol, S.A.	Constitución	nov-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.P.	65,00%	100%
Perú LNG Company Llc. ⁽¹⁾	EE.UU	LNG Shipping Operation Services Netherland, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Perú LNG, S.R.L. ⁽¹⁾	Perú	Perú LNG Company, Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Atlantic 1 Holdings, Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Atlantic 2/3 Holdings Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
Atlantic 4 Holdings Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	22,22%
Atlantic LNG 2/3 Co. of Trinidad&Tobago, Unlimited ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	100%
Atlantic LNG 4 Co. of Trinidad&Tobago, Unlimited ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	100%
Atlantic LNG Co. of Trinidad&Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	100%
Repsol LNG T&T, Ltd. ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol LNG Port of Spain, B.V. ⁽¹⁾	Holanda	Netherlands ALNG Holding Company, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
LNG Shipping operation services netherlands B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Netherlands ALNG Holding Company B.V. ⁽¹⁾	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Sociedades del Grupo Gas Natural (varias) ⁽⁴⁾		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) Sociedades del perímetro de la operación de Shell por la venta de los activos y negocios de GNL. Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. se vende finalmente a BP (ver Nota 4.2).

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(3) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(4) En el ejercicio 2013 el perímetro de Gas Natural Fenosa se modificó mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades (véase las Cuentas Anuales Consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2013).

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Aruba			
Aruba offshore block	35,00%	Repsol Aruba, B.V.	Exploración
Australia			
Bloque WA48	55,00%	BHP BP	Exploración
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Planta de Compresión de Gas Río Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabimas	15,00%	Petrobras	Exploración y Producción
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Exploración y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	TOTAL	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondón (4)	25,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
RC11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
COL-4	34,34%	Repsol	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
EE.UU.			
Midcontinent	13,44%	Sandridge	Desarrollo
Midcontinent	6,38%	Cummings Oil	Desarrollo
Midcontinent	5,92%	Empire	Desarrollo
Midcontinent	4,75%	Veritas Energy	Desarrollo
Midcontinent	4,69%	PetroQuest	Desarrollo
Midcontinent	4,43%	Chesapeake	Desarrollo
Midcontinent	4,00%	Coffeyville Resources	Desarrollo
Midcontinent	3,80%	Fairway Resources	Desarrollo

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Midcontinent	3,56%	Red Fork	Desarrollo
Midcontinent	3,32%	Eagle Exploration	Desarrollo
Midcontinent	3,22%	Plymouth	Desarrollo
Midcontinent	2,96%	Range Resources	Desarrollo
Midcontinent	2,37%	Chaparral	Desarrollo
Midcontinent	2,20%	Atlas Resource	Desarrollo
Midcontinent	2,03%	Primexx	Desarrollo
Midcontinent	1,76%	D & J Oil	Desarrollo
Midcontinent	1,30%	HighMount	Desarrollo
Midcontinent	1,29%	Enervest Operating	Desarrollo
Midcontinent	1,03%	Midstates	Desarrollo
Midcontinent	0,70%	Devon	Desarrollo
Midcontinent	0,60%	Comanche	Desarrollo
Midcontinent	0,08%	Equal Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,07%	Wicklund	Desarrollo
Midcontinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,01%	Cisco	Desarrollo
Alaska	70,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Shenzi GOM	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Buckskin GOM	12,50%	Chevron	Exploración
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Tiger	12,50%	Chervron USA Inc.	Exploración
Iowa	75,00%	Repsol Louisiana Corporation	Exploración
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón	62,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca	67,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Pirmagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistan)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistan)	Exploración
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Nicaragua			
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Noruega			
Licencia PL528	6,00%	Centrica	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL628	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL750	40,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL763	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Abandono
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Baicoi 6000	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

NOTA: No incluye las operaciones conjuntas gestionadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa. Esta información puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

(2) Operaciones conjuntas gestionadas a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,33%.

(3) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

(4) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Exploración y Producción
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Exploración y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	OMV Offshore	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondon (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	PETROBRAS	Exploración
Catleya	50,00%	ECOPETROL	Exploración
Tayrona	30,00%	PETROBRAS	Exploración
RC 11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC 12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	PETROBRAS	Abandono
Orquidea	40,00%	HOCOL	Abandono
Cuba			
Bloque 25-29 y 35-36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo (5)	100,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Boquerón (5)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Casablanca (5)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón (5)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Montanazo (5)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Rodaballo (5)	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Piramagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración y Producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Paek 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Paek 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache (5)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Abandono
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 5 Baicoi	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 6 Targoviste	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

NOTA: No incluye las operaciones conjuntas gestionadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa. Esta información puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

- (1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.
- (2) Operaciones conjuntas gestionadas a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.
- (3) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.
- (4) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.
- (5) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., negocio conjunto en el que Repsol ostenta una participación del 30,001%.

ANEXO III: MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 2 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") que se constituye como un "macro-organismo" que asume las funciones específicas de supervisión y control de los mercados regulados supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales, entre ellas la Comisión Nacional de Energía. Integra igualmente a la Comisión Nacional de la Competencia.

La citada Ley 3/2013 modificó sustancialmente el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, contenido hasta ahora en la conocida como función pública 14ª de la CNE ("Función 14"), que ahora se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La nueva Ley diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al Minetur, bien mediante la potestad del Ministro de Industria de imponer condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Es una novedad de este nuevo control su extensión al sector de los hidrocarburos líquidos, adicionalmente a los sectores ya sujetos con anterioridad, eléctrico y gasista. Por lo que respecta al sector de los hidrocarburos líquidos se incluyen aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Serán objeto de control tanto las operaciones activas, en las que el sujeto activo de la operación (o adquirente) es una empresa regulada o asimilada de los anteriores sectores energéticos, siempre que la operación tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad que comunica la operación; como las operaciones pasivas, que tienen por objeto a empresas energéticas reguladas o asimiladas, o activos regulados o asimilados, siempre que dicha operación conceda una "influencia significativa" en la gestión de la sociedad.

Dentro de la regulación del sector son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la CNE la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector. Dicha función resulta ahora atribuida a la nueva CNMC.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda. Por su parte se entiende por operador principal, a aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador

dominante supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico.

Por lo que respecta a los operadores principales, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran tal condición o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas.

Ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. La suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no puede exceder del 45%.

La Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, la Ley 11/2013 introduce determinadas modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, en tales contratos se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de su prórroga automática por otro año únicamente

sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres años. Igualmente prohíbe cláusulas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

Finalmente la Ley 11/2013 limita el incremento de las instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales medidas en puntos de venta, superiores al 30%, durante un plazo de cinco años, o cuando la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector lo aconsejen, el Gobierno podrá revisar el porcentaje señalado o acordar el levantamiento de la prohibición impuesta.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado, si bien, a su vez, el RDL 8/2014 de 4 de julio, y con posterioridad la Ley 18/2014 de 15 de octubre, ha liberalizado los envases cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

Adicionalmente, se consolida el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares e insulares. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determinará por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno podrá revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla.

En el caso de que el operador al por mayor de GLP con obligación de suministro no disponga de envases cuya tara sea superior a 9 kilogramos, la obligación de suministro domiciliario a los precios máximos de venta regulados se extenderá a envases cuya tara sea inferior a 9 kilogramos, en el correspondiente ámbito territorial.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55, incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo (“tarifa de último recurso”) que será fijado por el Minetur. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. La construcción, explotación,

modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. La Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, -al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas- y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiéndose por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por la que se adecua la normativa nacional a la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009. Así, se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por sus disposiciones de desarrollo. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013.

Aunque la citada Ley contiene importantes novedades, sin embargo, el sistema eléctrico que regula es similar al anterior, ya que la producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y

económica del sistema se configuran como actividades reguladas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes. El transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema, siguen configurándose como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley 24/2013 elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. Todas las unidades de producción eléctrica se regulan de forma conjunta, con ciertas particularidades relativas a las plantas renovables.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación de una bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores. Sin embargo, estas medidas que trataban de reducir e incluso eliminar el denominado déficit de tarifa fracasaron, generándose a lo largo de estos años más déficit de tarifa. La Ley del Sector Eléctrico busca corregir esta situación y aportar la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita, con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico como línea vertebral.

En España el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

A lo largo de los últimos años se han promulgado por parte del Gobierno diversas normas con el objetivo de modificar y recortar la retribución primada de las instalaciones de producción eléctrica.

Así, ya el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, suprimió los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial.

Por otro lado, y como se anunciaba en la propia Ley 24/2013, el Consejo de Ministros aprobó el pasado 6 de junio de 2014 (BOE 10 de junio) el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Constituye su objeto la regulación del régimen jurídico y económico de la referida actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Dicho régimen afecta a las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. El mismo se basa en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, compensándoles de los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, éstas no puedan recuperar en el mercado y asimismo permitiéndoles obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Para finalizar la reforma eléctrica el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, publicada en el BOE con fecha 20 de junio de 2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Bolivia

En fecha 7 de febrero de 2009 se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma, pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, en su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a YPFB. Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Posteriormente, mediante Ley N°. 466 de fecha 26 de diciembre de 2013 se establece que, a partir de dicha Ley, YPFB Andina adopta la tipología de Sociedad Anónima Mixta (SAM), para lo cual, en fecha 4 de agosto de 2014, YPFB adquirió de Repsol Bolivia S.A. 79.557 acciones. Actualmente YPFB cuenta con el 51% del capital social de YPFB Andina, dando cumplimiento a la Ley No. 466 y al parágrafo II del art. 363 de la Constitución Política del Estado.

A la fecha la nueva participación de Repsol Bolivia S.A. en YPFB Andina es de 48,33%.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Respecto a los Contratos de Operación, durante los años 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución Ministerial N°. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, en fecha 28 de noviembre de 2014 se suscribió con YPFB la Segunda Adenda al Acuerdo de Entrega de Gas Natural correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, en virtud de la cual se incorporaron volúmenes adicionales de gas natural a ser entregados desde los campos Margarita y Huacaya a los mercados de exportación de Brasil y Argentina, lo que permitirá implementar la Fase III del Área Caipipendi con el correspondiente incremento de la producción.

Conforme a la normativa vigente en Bolivia la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno y (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno y (2) Mercado de Exportación.

Brasil

Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno Federal ostenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refino, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley N° 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de *Upstream* y *Downstream*;
- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y, para la fase de producción, veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP).

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarias en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimiento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimiento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

En 2010 se introdujo el régimen de reparto de producción de acuerdo con la Ley N° 12.351/10 para las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico a ser definidas por el poder ejecutivo. Además, la referida Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen (“reparto de producción”) podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, que fue creada por la Ley N° 12.304 en 2010, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);
- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal;
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley N° 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los Estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren

o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al cobro de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, suscribió un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigor el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió un contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

Estados Unidos

Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción *offshore* en Estados Unidos son el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) y el *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) (anteriormente conocido como el *Minerals Management Service*, por sus siglas “MMS”) del *U.S. Department of the Interior*.

- i. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.
- ii. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medioambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y aplicar las regulaciones de seguridad y medioambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los Estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos Estados. En Alaska, las actividades de exploración y producción se controlan por el Alaska Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas. El BOEM es responsable de la revisión completa del impacto medioambiental del proyecto propuesto (ya sea de exploración o de desarrollo) según el National Environmental Policy Act (NEPA).

Gas Natural Licuado

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con el Natural Gas Act, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tiene competencias exclusivas para autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL.

La importación y exportación de GNL en los Estados Unidos dependen de la aprobación del gobierno federal por el “Department of Energy. (DOE)” La “Office of Fossil Energy” es la dependencia del DOE que otorga estas aprobaciones. Las aprobaciones son necesarias para cualquiera que quiera comercializar, intercambiar o usar gas natural extranjero

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciataria (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Contratista es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede comercializarlos libremente. Mediante los Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por las cuales el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos y, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y/o comercialización en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera, para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el MINEM. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos correspondientes a cada una de las actividades.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, sin embargo, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (“el Fondo”), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de Precios. A través de la Ley N°29552 se determinó la vigencia permanente del Fondo.

Asimismo, la Ley N° 28694 reguló el contenido de azufre en el combustible diésel, estableciendo que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen (ppm), prohibiéndose además la importación de combustible Diésel N° 1 y Diésel N° 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm. Esta Ley otorgó facultades al MINEM, para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre.

A través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). El SISE permite dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético, por lo que está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y es remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte y suministro de productos líquidos de los hidrocarburos. El FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población, siendo remunerado por recargos a: i) los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados; ii) sobre el suministro de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, sobre cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos; y, iii) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Respecto a la ley y jurisdicción aplicables en la regulación de los hidrocarburos en general, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el MINEM, encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector y dictar normas complementarias para mantener actualizado los Reglamentos; la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM (DGH), que debe velar por el cumplimiento y aplicación de la normativa; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y PERUPETRO.

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A. (PEDEVESA), o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Exploración y Producción

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, la extracción, recolección, transporte y almacenamiento, están reservadas al Estado, quien las realiza ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, solo podrán ser ejercidas por las empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias solo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

Los acuerdos de empresas mixtas a que se refiere la Ley Orgánica de Hidrocarburos, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD). Similar consideración aplica a las licencias otorgadas con ocasión de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en la medida en que la licenciataria reciba pagos en divisas con ocasión de la ejecución de sus actividades, por cuanto que aquellos fondos que recibe en bolívares estarán sometidos al régimen de control cambiario.

De conformidad con los convenios cambiarios vigentes tanto las empresas mixtas referidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos como las licenciatarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, podrán mantener en el exterior cuentas en instituciones bancarias o de similar naturaleza, por concepto de los ingresos recibidos en divisas, con el fin de efectuar los pagos que corresponda realizar fuera de la República Bolivariana de Venezuela. Cualquier cantidad de dinero proveniente de dichas cuentas que ingrese al país deberá ser vendida al Banco Central de Venezuela, al tipo de cambio oficial.

Otros países

En el resto de países donde Repsol lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

ANEXO IV: POLÍTICAS CONTABLES

1. *Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura*

A) A continuación se detallan las normas y modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación obligatoria en futuros ejercicios:

Aplicación obligatoria en 2015:

- CINIIF 21 *Gravámenes* ⁽¹⁾.
- Mejoras a las NIIFs 2011-2013.

Aplicación obligatoria en 2016:

- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 ⁽²⁾.
- Modificaciones a la NIC 19 *Planes de beneficios definidos Aportaciones de empleados* ⁽³⁾.

- ⁽¹⁾ La Interpretación CINIIF 21 *Gravámenes* ha sido emitida por el IASB con fecha de primera aplicación los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014. Este documento ha sido adoptado a través del Reglamento (UE) 2014/634 con fecha de aplicación obligatoria desde la fecha de inicio del primer ejercicio a partir del 17 de junio de 2014, que, en el caso del Grupo, dicha fecha será el 1 de enero de 2015.
- ⁽²⁾ El documento de “*Mejoras a las NIIFs 2010-2012*” introduce modificaciones a diversas NIIFs. Algunas de estas modificaciones han sido emitidas por el IASB con fecha de primera aplicación el 1 de julio de 2014, mientras que otras modificaciones han sido emitidas por el IASB con fecha de primera aplicación los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2014. Este documento ha sido adoptado a través del Reglamento (UE) 2015/28 con fecha de aplicación obligatoria desde la fecha de inicio del primer ejercicio a partir del 1 de febrero de 2015, que, en el caso del Grupo, dicha fecha será el 1 de enero de 2016.
- ⁽³⁾ El documento de “*Modificaciones a la NIC 19 Planes de beneficios definidos: Aportaciones de empleados*” ha sido emitido por el IASB con fecha de primera aplicación los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2014. Este documento ha sido adoptado a través del Reglamento (UE) 2015/29 con fecha de aplicación obligatoria desde la fecha de inicio del primer ejercicio a partir del 1 de febrero de 2015, que, en el caso del Grupo, dicha fecha será el 1 de enero de 2016.

Respecto a las modificaciones de normas detalladas en este apartado A), el Grupo considera que su aplicación no supondrá impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo, a excepción en su caso de ciertos desgloses de información adicionales.

B) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas y modificaciones de normas que han sido emitidas por el IASB y que aún no han sido adoptadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2016:

- NIIF 14 *Cuentas de diferimiento regulatorio* ⁽¹⁾.
- Mejoras a las NIIFs 2012-2014.
- Modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*
- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 *Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto*.
- Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados*.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 41 *Plantas productoras de frutos*.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 *Clarificación de los métodos aceptables de depreciación y amortización*.
- Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 – *Entidades de inversión: Aplicación de la excepción de consolidación*
- Modificaciones a NIC 1 – *Iniciativa sobre información a revelar*

Aplicación obligatoria en 2017:

- NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*.

Aplicación obligatoria en 2018:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.

⁽¹⁾ Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y que apliquen por primera vez las NIIFs.

En lo referente a las normas y modificaciones detalladas en el presente apartado B), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados.

2. *Principios de consolidación*

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas.

Las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente su control, son consolidadas siguiendo el método de integración global. Esta capacidad se manifiesta con carácter general, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad, otorgándole la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes e influir en el importe de los rendimientos variables de las actividades, a los cuales el Grupo está expuesto como consecuencia de su implicación en las actividades de la participada.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes integradas globalmente se presenta bajo la denominación de “*Intereses minoritarios*”, dentro del epígrafe de “*Patrimonio Neto*” del balance de situación consolidado, y en “*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas*” y “*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas*” dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Las participaciones en acuerdos sobre los que Repsol ostenta el control conjunto, en virtud de un acuerdo de accionistas con terceros, están articuladas de la siguiente manera:

- Participaciones en operaciones conjuntas que están articuladas a través de un *Joint Operating Agreement* (JOA), o bien a través de una Unión Temporal de Empresas (UTE) o un vehículo similar que no limita los derechos a los activos, ni las obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. El Grupo ha clasificado como operación conjunta determinados acuerdos conjuntos articulados a través de sociedades de capital o vehículos similares en los que, a pesar de su forma legal, los socios tienen sustancialmente derecho a todos los beneficios económicos de los activos mantenidos por el vehículo, y el mismo depende de forma continuada de los socios para atender los pasivos relacionados con la actividad realizada a través del acuerdo. Todas estas participaciones en operaciones conjuntas son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.
- Participaciones en acuerdos conjuntos sobre los que Repsol tiene únicamente derecho a los activos netos del acuerdo (negocios conjuntos), son registradas por el método de la participación. El método de la participación consiste en la contabilización en la línea del balance de situación consolidado “*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”, del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en el negocio conjunto. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas como “*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos*”.

Por otro lado las participaciones en asociadas sobre las que Repsol mantiene influencia significativa (que se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%) se contabilizan por el método de la participación anteriormente indicado.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2014 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2014 y 2013.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y negocios conjuntos y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los criterios contables utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver apartado 5) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Por razones prácticas, para la conversión de partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio del periodo en el que se devengan las transacciones. No obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del periodo, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe “*Diferencias de conversión*”, en el apartado “*Ajustes por cambios de valor*” del Patrimonio Neto.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 2013 han sido:

	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,21	1,33	1,38	1,33
Real brasileño	3,22	3,12	3,23	2,87

3. *Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes*

En el balance de situación, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

4. *Compensación de saldos y transacciones*

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y la presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

5. *Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera*

a) Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional de la sociedad dominante del Grupo Repsol y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad del Grupo se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “*Diferencias de cambio*” incluido en el “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados del periodo en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico en el caso de coberturas (ver apartado 24).

6. *Fondo de comercio*

Corresponde a la diferencia positiva existente entre la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición y el coste de una combinación de negocios. El fondo de comercio se reconoce como un activo no corriente en el correspondiente epígrafe del inmovilizado intangible del balance de situación consolidado en la fecha de adquisición.

Dado que los fondos de comercio tienen una vida útil indefinida, los mismos no se amortizan y con posterioridad a su reconocimiento inicial son valorados por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver Nota 3).

7. *Otro inmovilizado intangible*

El Grupo Repsol valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe c) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol:

a) Derechos para la vinculación de estaciones de servicio y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 1 y 50 años.

b) Permisos de exploración

Los costes de adquisición de permisos de exploración se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*” (ver apartado 8 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

c) Derechos de emisión de CO₂

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran inicialmente por su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor (ver Nota 3). El valor recuperable de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO₂ realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “*Otros Gastos de explotación*” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO₂ emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ emitidas son entregados a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO₂ con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver Nota 30), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

d) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

- i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

- ii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan solo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- iii. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un periodo entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el periodo en que se incurren.

8. *Inmovilizado material*

El Grupo Repsol sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento.

Asimismo, en su caso, incluirá el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un periodo superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el periodo que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado, así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 21).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-25
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-25
Tanques de almacenamiento	20-40
Líneas y redes	12-25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-20
Otro Inmovilizado Material:	
Mobiliario y enseres	9-15

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito (“*successful-efforts*”). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en los mismos.
- ii. Los *costes de exploración* (fundamentalmente costes de geología y geofísica) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.
- iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “*Otros costes de exploración*” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. En aquellos casos en los que se encuentran reservas pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - Si el área requiere inversiones adicionales previas al inicio de la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.
 - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*”.

- iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*”.
- v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamientos de campos (ver Nota 15).

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo de amortización.
- ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.
- iii. Los costes originados en sondeos para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*” o, en su caso, “*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado*” de la cuenta de resultados (ver Notas 3, 7, 8, y 22).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 8.a) y 8.b) de este epígrafe.

9. *Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas*

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta sea altamente probable y el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación, si bien, ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

En el caso concreto de activos financieros, activos por impuestos diferidos, propiedades de inversión y activos asociados a beneficios a empleados, dichos activos aun cuando figuren clasificados como mantenidos para la venta, siguen siendo valorados de acuerdo a su naturaleza, con independencia de su presentación bajo este epígrafe.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "*Resultado del ejercicio procedente de actividades interrumpidas neto de impuestos*".

Bajo el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" a 31 de diciembre de 2013 se presentaba la participación en acciones de YPF S.A e YPF Gas S.A. sujetas a proceso de expropiación por parte del gobierno argentino (para mayor información sobre los criterios contables de valoración, ver Nota 4).

10. *Inversiones contabilizadas por el método de la participación*

En relación al registro de estas inversiones véase el apartado 2 de este Anexo.

La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo comprobando el deterioro del valor para la totalidad del importe en libros de la inversión, de acuerdo con la NIC 36, incluyendo cualquier fondo de comercio que pudiese estar implícito en la inversión, mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, a menos que la misma no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o unidades generadoras de efectivo del Grupo.

11. *Activos financieros*

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende de la naturaleza de los activos financieros y del propósito para el cuál dichos activos han sido adquiridos.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados
 - a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.
 - a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta que no sean instrumentos derivados.

- b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

- c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

- d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 24), el cual incluye los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados que son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “Préstamos y partidas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, serán valorados a su valor razonable. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del periodo. En cuanto a los “Activos financieros disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del periodo.

Los “Préstamos y cuentas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas al vencimiento”, son valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva correspondiente.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en periodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del periodo.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

12. *Existencias*

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El coste, se calcula como coste medio, e incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando su importe en libros es superior al valor neto realizable. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejan de existir, o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere recuperar el mismo mediante la venta de los productos terminados a los que se incorporen y sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “*commodities*” destinadas a una actividad de “*trading*” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados.

13. *Efectivo y otros activos líquidos equivalentes*

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

14. *Beneficio por acción*

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 2 y 14).

15. *Acciones propias*

Las acciones propias se valoran a su coste de adquisición y se presentan minorando la cifra de patrimonio neto. Asimismo, cualquier ganancia o pérdida derivada de las mismas es reconocida directamente en el patrimonio neto.

16. *Pasivos financieros*

Salvo que formen parte de alguna operación de contabilidad de coberturas, los pasivos financieros no derivados son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente son registrados a coste amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las participaciones preferentes que se detallan en la Nota 16 corresponden a esta categoría de pasivo.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo registra la baja de los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

17. *Provisiones y pasivos contingentes*

El Grupo distingue entre:

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación es probable que se produzca una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 29).

18. *Planes de fidelización dirigido a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual y Planes de adquisición de acciones*

El Grupo Repsol tiene implantados planes de fidelización y de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la Nota 23).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los planes de fidelización se registra en el epígrafe “Gastos de personal” y en el epígrafe “Otras reservas” a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

19. *Planes de pensiones de aportación definida*

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos (ver Nota 23).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados.

20. *Subvenciones*

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

Estas subvenciones se imputan a la cuenta de resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver apartado 7 c)).

21. *Arrendamientos*

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de los contratos clasificados contablemente como arrendamientos existen las siguientes categorías:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al arrendatario al final del contrato de arrendamiento.

Los activos arrendados se presentan en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del balance de situación por el mismo importe. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*” de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” de la cuenta de resultados según se devengan.

22. *Impuesto sobre beneficios*

Repsol registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria, es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 21).

En la línea “*Impuesto sobre beneficios*” de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficios, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de “*ajustes por cambios de valor*”, se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

23. *Reconocimiento de ingresos y gastos*

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el valor añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada por el neto.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de cobro de los accionistas han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

24. *Operaciones con instrumentos financieros derivados*

El Grupo contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39 *Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*.

Los métodos de valoración y los datos de entrada se describen en las Notas 11 “*Activos financieros*” y 16 “*Pasivos financieros*”.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de los instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la cuenta de resultados.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (que se corresponde con el exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe “*Diferencias de conversión*” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se transferirán a la cuenta de resultados cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

ANEXO V: RE-EXPRESIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol Balance de situación consolidado a 31 de diciembre y a 1 de enero de 2013

ACTIVO	Millones de euros			
	Formulado		Re-expresado ⁽¹⁾	Saldo inicial ⁽¹⁾
	31/12/2013	variación	31/12/2013	01/01/2013
Inmovilizado Intangible:	5.325	(3.596)	1.729	1.759
a) Fondo de Comercio	2.648	(2.158)	490	490
b) Otro inmovilizado intangible	2.677	(1.438)	1.239	1.269
Inmovilizado material	26.244	(10.218)	16.026	17.832
Inversiones inmobiliarias	24	-	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	412	9.928	10.340	11.230
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	3.625	-	3.625	5.392
Activos financieros no corrientes	1.802	86	1.888	1.505
Activos por impuesto diferido	4.897	(818)	4.079	2.506
Otros activos no corrientes	253	(193)	60	50
ACTIVO NO CORRIENTE	42.582	(4.811)	37.771	40.299
Activos no corrientes mantenidos para la venta	1.851	(159)	1.692	288
Existencias	5.256	(318)	4.938	5.175
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.726	(2.791)	4.935	4.932
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	5.621	(2.402)	3.219	3.556
b) Otros deudores	1.634	(304)	1.330	1.043
c) Activos por impuesto corriente	471	(85)	386	333
Otros activos corrientes	144	(3)	141	222
Otros activos financieros corrientes	93	261	354	200
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	7.434	(1.718)	5.716	4.108
ACTIVO CORRIENTE	22.504	(4.728)	17.776	14.925
TOTAL ACTIVO	65.086	(9.539)	55.547	55.224

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado a 31 de diciembre y a 1 de enero de 2013

	Millones de euros			
	Formulado		Re-expresado ⁽¹⁾	Saldo inicial ⁽¹⁾
	31/12/2013	variación	31/12/2013	01/01/2013
PASIVO Y PATRIMONIO NETO				
PATRIMONIO NETO				
Capital	1.324	-	1.324	1.282
Prima de Emisión	6.428	-	6.428	6.428
Reservas	259	-	259	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(26)	-	(26)	(1.245)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas	19.785	-	19.785	20.526
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	195	-	195	-
Dividendos y retribuciones	(232)	-	(232)	(184)
FONDOS PROPIOS	27.733	-	27.733	27.054
Activos financieros disponibles para la venta	488	-	488	57
Otros instrumentos financieros	-	-	-	-
Operaciones de cobertura	(60)	-	(60)	(210)
Diferencias de conversión	(954)	-	(954)	(199)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	(526)	-	(526)	(352)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	27.207	-	27.207	26.702
INTERESES MINORITARIOS	713	(470)	243	285
TOTAL PATRIMONIO NETO	27.920	(470)	27.450	26.987
Subvenciones	66	(56)	10	10
Provisiones no corrientes	3.625	(925)	2.700	1.367
Pasivos financieros no corrientes:	13.125	(4.656)	8.469	9.877
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	13.053	(4.640)	8.413	9.675
b) Otros pasivos financieros	72	(16)	56	202
Pasivos por impuesto diferido	3.352	(1.486)	1.866	1.509
Otros pasivos no corrientes	2.179	(503)	1.676	2.981
PASIVO NO CORRIENTE	22.347	(7.626)	14.721	15.744
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	1.533	(76)	1.457	20
Provisiones corrientes	303	(54)	249	212
Pasivos financieros corrientes:	4.519	1.314	5.833	5.688
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	4.464	1.316	5.780	5.620
b) Otros pasivos financieros	55	(2)	53	68
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	8.464	(2.627)	5.837	6.573
a) Proveedores	4.115	(1.527)	2.588	2.702
b) Otros acreedores	4.056	(942)	3.114	3.724
c) Pasivos por impuesto corriente	293	(158)	135	147
PASIVO CORRIENTE	14.819	(1.443)	13.376	12.493
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	65.086	(9.539)	55.547	55.224

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas a 31 de diciembre de 2013

	Millones de euros		
	Formulado	Re-expresado ⁽¹⁾	
	31/12/2013	variación	31/12/2013
Ventas	54.683	(8.594)	46.089
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos	1.063	(298)	765
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	(228)	(13)	(241)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado	23	(4)	19
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	13	(12)	1
Otros ingresos de explotación	744	(47)	697
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	56.298	(8.968)	47.330
Aprovisionamientos	(43.170)	4.731	(38.439)
Gastos de personal	(2.039)	368	(1.671)
Otros gastos de explotación	(5.796)	1.186	(4.610)
Amortización del inmovilizado	(2.559)	1.039	(1.520)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado	(163)	32	(131)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(53.727)	7.356	(46.371)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.571	(1.612)	959
Ingresos financieros	162	(68)	94
Gastos financieros	(963)	312	(651)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	(131)	2	(129)
Diferencias de cambio	98	27	125
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	79	-	79
RESULTADO FINANCIERO	(755)	273	(482)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	48	757	805
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.864	(582)	1.282
Impuesto sobre beneficios	(947)	516	(431)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	917	(66)	851
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas	(38)	66	28
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	879	-	879
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos ⁽¹⁾	(684)	-	(684)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	(684)	-	(684)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	195	-	195

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver nota 2 “Bases de presentación”).

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de flujos de efectivo consolidados

	Millones de euros		
	Formulado	Re-expresado ⁽²⁾	
	31/12/2013	variación	31/12/2013
Resultado antes de impuestos	1.864	(582)	1.282
Ajustes de resultado:	3.639	(2.172)	1.467
Amortización del inmovilizado	2.559	(1.039)	1.520
Otros ajustes del resultado (netos)	1.080	(1.133)	(53)
Cambios en el capital corriente	(502)	227	(275)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	(1.005)	1.097	92
Cobros de dividendos	33	595	628
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios	(893)	468	(425)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación	(145)	34	(111)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación ⁽¹⁾	3.996	(1.430)	2.566
Pagos por inversiones:	(3.971)	1.636	(2.335)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(183)	40	(143)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.438)	1.446	(1.992)
Otros activos financieros	(350)	150	(200)
Cobros por desinversiones:	683	(415)	268
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	155	(11)	144
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	(20)	82
Otros activos financieros	426	(384)	42
Otros flujos de efectivo	-	-	-
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión ⁽¹⁾	(3.288)	1.221	(2.067)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	1.014	-	1.014
Adquisición	(106)	-	(106)
Enajenación	1.120	-	1.120
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	(1.325)	199	(1.126)
Emisión	8.876	(1.735)	7.141
Devolución y amortización	(10.201)	1.934	(8.267)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	(528)	58	(470)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:	(974)	(52)	(1.026)
Pagos de intereses	(827)	236	(591)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación	(147)	(288)	(435)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación ⁽¹⁾	(1.813)	205	(1.608)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(54)	36	(18)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes	(1.159)	32	(1.127)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	129	(19)	110
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	2.319	59	2.378
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	246	3	249
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. Interrumpidas	(4)	2	(2)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas	2.690	45	2.735
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	5.903	(1.795)	4.108
Efectivo y equivalentes al final del periodo	7.434	(1.718)	5.716
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	31/12/2013	31/12/2013	
Caja y bancos	4.650	(739)	3.911
Otros activos financieros	2.784	(979)	1.805
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	7.434	(1.718)	5.716

⁽¹⁾ Corresponde a los flujos de efectivo de operaciones continuadas.

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado al 31 de diciembre de 2013 en relación con la aplicación de la NIIF 11 (ver Nota 2 “Bases de presentación”).

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO 2014



REPSOL S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

ÍNDICE

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO	3
1.1) RESULTADOS DEL EJERCICIO	3
1.2) FIN DE LA CONTROVERSIA POR LA EXPROPIACIÓN DE YPF	5
1.3) ADQUISICIÓN DE TALISMAN ENERGY	5
1.4) OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO	7
1.5) PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES DEL PERIODO	9
2. NUESTRA COMPAÑÍA	10
2.1) VISIÓN Y VALORES	10
2.2) MODELO DE NEGOCIO	10
2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS	12
2.4) ESTRUCTURA SOCIETARIA	14
2.5) GOBIERNO CORPORATIVO	14
2.6) ESTRATEGIA	18
3. ENTORNO MACROECONÓMICO	22
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	27
5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS	37
5.1) UPSTREAM	37
5.2) DOWNSTREAM	52
6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR	63
6.1) PERSONAS	63
6.2) SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE	71
6.3) FISCALIDAD	76
6.4) INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i).....	80
6.5) SOCIEDAD	84
7. EVOLUCIÓN PREVISIBLE	89
8. GESTIÓN DEL RIESGO	92
ACERCA DE ESTE INFORME	102
 ANEXOS	
ANEXO I: RECONCILIACIÓN RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA	103
ANEXO II: RECONCILIACIÓN DE OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA	104
ANEXO III: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS	105
ANEXO IV: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO	106

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

El ejercicio 2014 ha estado marcado por acontecimientos muy importantes para el Grupo.

En enero se completó la desinversión de los activos de GNL, iniciada el ejercicio anterior, que ha supuesto unos ingresos de aproximadamente 4.300 millones de dólares.

Posteriormente, en mayo, tras ponerse fin a la controversia originada por la expropiación del 51% de YPF, S.A. con la firma de un Convenio con el Gobierno Argentino, se procedió al cobro de la compensación acordada por la expropiación y a la venta de las acciones no expropiadas, lo que supuso unos ingresos de 6.313 millones de dólares.

Los ingresos procedentes de estas desinversiones han reforzado la solidez financiera del Grupo, lo que ha sido reconocido con mejoras en la calificación crediticia de Repsol, han permitido incrementar la retribución a los accionistas y han aportado los recursos financieros necesarios para afrontar nuevas oportunidades de crecimiento.

Así, en diciembre, se alcanzó un acuerdo con la compañía canadiense Talisman Energy para la adquisición del 100% de su capital social por un importe de 8.300 millones de dólares. Esta operación nos permitirá consolidar la senda de crecimiento en la actividad de exploración y producción, con un portafolio más equilibrado geográficamente y con activos productivos de gran calidad, transformando a Repsol en uno de los principales grupos energéticos privados del mundo.

Estos hitos se han conjugado con un desempeño de los negocios que, a pesar del complejo entorno definido por la caída de los precios del crudo y de los perjuicios ocasionados por las interrupciones de la producción en Libia, ha conseguido mejorar significativamente los resultados del ejercicio anterior.

1.1) RESULTADOS DEL EJERCICIO

<i>Millones de euros</i>	2014	2013	Variación
Upstream	589	980	(40%)
Downstream	1.012	479	111%
Gas Natural Fenosa	441	458	(4%)
Corporación y ajustes	(335)	(574)	(42%)
Resultado neto ajustado⁽¹⁾	1.707	1.343	27%
Efecto patrimonial	(606)	(187)	(224%)
Resultado no recurrente	(86)	(277)	69%
Resultado de operaciones interrumpidas	597	(684)	-
Resultado neto	1.612	195	727%

En 2014 el Resultado Neto Ajustado⁽¹⁾ ha ascendido a 1.707 millones de euros, un 27% superior al de 2013. Los mejores márgenes en los negocios *Downstream* de Refino y Química y la mejora en el resultado financiero, principalmente por la reducción de la deuda y la apreciación del dólar frente al euro, han contribuido a compensar los menores resultados de *Upstream*, derivados de la interrupción de la producción en Libia y de los menores precios de realización del crudo, afectados por la abrupta caída de los precios internacionales de referencia durante la segunda mitad del año.

⁽¹⁾ El Grupo, atendiendo a las características de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento de negocio el denominado "Resultado Neto Ajustado": el resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS) y neto de impuestos (Resultado Neto Ajustado), es decir el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados no recurrentes y considerando los costes de crudos y productos a valor de reposición. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto a las contenidas en el Informe de Gestión 2013. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada.

En los negocios *Upstream*, la producción neta en 2014 ha sido de 355 kbep/d, un 2,5% superior a la de 2013. Este incremento se debe a la conexión de nuevos pozos de Sapinhoá en Brasil, la entrada en producción de Kinteroni, a finales de marzo de 2014, la entrada en producción de la Fase II de Margarita en octubre de 2013 y el desarrollo del campo Syskonsininskoye (SK) en Rusia, así como al continuo incremento de producción en el proyecto *Mid-continent* en Estados Unidos, todo ello pese a la menor producción en Libia como consecuencia de los conflictos y problemas de seguridad existentes en el país y a las mayores paradas por trabajos de perforación y mantenimiento en Trinidad y Tobago. Los volúmenes aportados por los proyectos estratégicos de crecimiento puestos en marcha en 2013 (Sapinhoá, en el bloque BM-S-9 de Brasil, la Fase II de Margarita-Huacaya, en Bolivia, y SK, en Rusia) y 2014 (Kinteroni Lote 57 en Perú) aportaron una producción diaria media de 39 kbep/d en 2014.

Además, se ha mantenido el esfuerzo inversor en exploración, habiéndose finalizado en el año 24 sondeos exploratorios, de los cuales 4 han resultado positivos (León en EE.UU., Gabi-1 y K3 en Rusia y Seat2 en Brasil) y 6 permanecen en evaluación. También se finalizaron 10 sondeos de evaluación/*appraisal*, de los cuales 8 tuvieron resultado positivo (Qugruk 5 y 7 en Alaska "*North Slope*", 31P y 32P en Rusia, Buckskin 2 en el Golfo de México Estadounidense, TB14 en T&T y BQN-05 y RGD-99 en Bolivia).

La tasa de reemplazo de reservas probadas en 2014 ha sido del 118%, resultando el promedio de los tres últimos años en torno al 200%. Al final del ejercicio la cifra de reservas probadas ascendía a un total de 1.539 Mbep.

En *Downstream*, la mejora del resultado del periodo en un 111% se debe fundamentalmente a la evolución favorable de los márgenes de Refino y Química, en este último caso impulsado por las medidas del Plan de Competitividad, así como a los mayores volúmenes comercializados y al incremento de los márgenes de gas en Norteamérica. Estos resultados siguen demostrando la calidad de los activos del Grupo, más aún tras la puesta en marcha de los grandes proyectos de refino en Cartagena y Bilbao, permitiendo mantener a Repsol en posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de Refino y Marketing.

La aportación a los resultados de *Gas Natural Fenosa* ha disminuido un 4% respecto del mismo periodo del año anterior debido, fundamentalmente, al impacto de la nueva regulación eléctrica y del sector gasista, así como a la depreciación de las monedas locales frente al euro en los negocios de Latinoamérica. Además, en el último trimestre de 2014 destaca la operación de adquisición de la empresa chilena Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE").

El resultado neto del Grupo en 2014 ha sido de 1.612 millones de euros, muy superior a los 195 millones de euros de 2013. La diferencia entre el resultado neto ajustado y el resultado neto obedece principalmente a los siguientes motivos:

- Efecto patrimonial: este efecto - asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS) - ha sido negativo como consecuencia de la caída de los precios durante 2014 (606 millones de euros después de impuestos).
- Resultados no recurrentes: 86 millones de euros de pérdidas después de impuestos que se corresponden con:
 - (i) La plusvalía obtenida por la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (287 millones de euros) y de la participación en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (57 millones de euros);
 - (ii) El saneamiento de determinados activos y la dotación de provisiones (503 millones de euros), principalmente en el negocio del *Upstream* por el impacto negativo de la evolución de los precios del crudo; y
 - (iii) El efecto neto positivo de otros resultados no recurrentes (73 millones de euros).

- Resultados de operaciones interrumpidas: 597 millones de euros, que incluyen el resultado por la venta de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (319 millones de euros) y los resultados asociados con la expropiación de YPF, S.A.

A 31 de diciembre de 2014, la deuda neta del Grupo asciende a 1.935 millones de euros, lo que supone un descenso respecto al mismo periodo de 2013 del 64%. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de recursos disponibles, que cubren 7,6 veces su deuda bruta de corto plazo. La solidez financiera del Grupo ha sido reconocida por las principales agencias internacionales de rating con mejoras en la calificación crediticia de Repsol.

1.2) FIN DE LA CONTROVERSIA POR LA EXPROPIACIÓN DE YPF ⁽¹⁾

Con fecha 27 de febrero de 2014 se firmó el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación entre la República Argentina de un lado y Repsol, S.A., Repsol Capital, S.L. y Repsol Butano, S.A. de otro, para poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A.

En virtud del acuerdo, la República Argentina reconoció a favor de Repsol un derecho de crédito, firme y autónomo, de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la citada expropiación. Para el pago de esa compensación, la República Argentina entregó a Repsol una cartera de títulos de deuda pública de la República Argentina por un valor total nominal de 5.317 millones de dólares. Estos títulos fueron posteriormente vendidos en su totalidad a J.P Morgan Securities por un precio de 4.997 millones de dólares, quedando extinguida la totalidad de la deuda reconocida por la República Argentina.

Por otra parte, el Grupo ha vendido su participación en YPF S.A. no sujeta a expropiación, un 12,38%, mayoritariamente a inversores institucionales extranjeros, por importe de 1.316 millones de dólares.

El conjunto de las operaciones de desinversión en YPF, S.A. e YPF Gas S.A. ha supuesto unos ingresos para el Grupo de 6.313 millones de dólares.

1.3) ADQUISICIÓN DE TALISMAN ENERGY

El 15 de diciembre de 2014, y tras la aprobación por unanimidad de sus respectivos Consejos de Administración, Repsol, S.A. y Talisman Energy Inc. (“Talisman”) suscribieron un acuerdo (*Arrangement Agreement*) para la adquisición por Repsol del 100% de las acciones ordinarias de la compañía petrolera canadiense, por un importe de 8 dólares por acción, y la adquisición del 100% de las acciones preferentes de Talisman, por un importe de 25 dólares canadienses por acción, más los dividendos devengados y no pagados a la fecha de cierre.

El importe total de la operación asciende a 8.300 millones de dólares más la asunción de la deuda de Talisman que ascendía aproximadamente a 4.700 millones de dólares.

La operación se instrumentará mediante un *Plan of Arrangement* regulado por la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (*Canada Business Corporations Act*) y sujeto a la aprobación de los tribunales canadienses y de los accionistas de Talisman. El *Arrangement Agreement* contiene las previsiones habituales en este tipo de operaciones, entre las que se incluyen aprobaciones regulatorias y el consentimiento de terceros socios de Talisman en determinados activos. Talisman ha asumido también el compromiso de pagar a Repsol un importe de 270 millones de dólares en determinadas circunstancias si finalmente no se cerrara la transacción.

⁽¹⁾ Para más información en relación con la expropiación, la firma de los acuerdos con la República Argentina e YPF S.A. y sus efectos contables, véase la Nota 4.1 “Desinversión en YPF S.A. e YPF Gas S.A.” y la Nota 29 “Contingencias y garantías” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

Previa aprobación provisional (*Interim Order*) por el tribunal competente (el Tribunal Superior de Alberta, en Canadá - *Court of Queen's Bench of Alberta*), el pasado 18 de febrero se celebró la Junta General de Accionistas de Talisman en la que los accionistas aprobaron la transacción con el voto favorable de 99,4% y 99,8%, respectivamente, de las acciones ordinarias y de las acciones preferentes presentes o representadas en la reunión y, por tanto, con una mayoría muy superior a la exigida por el tribunal (un 66,6%). El pasado 20 de febrero el mismo tribunal resolvió aprobar definitivamente el *Plan of Arrangement*, emitiendo la correspondiente *Final Order*.

A la fecha actual continúa el proceso habitual en este tipo de transacciones para la obtención de las aprobaciones regulatorias pertinentes, que se espera finalizar a mediados de 2015.

Descripción de Talisman

Talisman es una sociedad canadiense domiciliada en Alberta, Canadá. Cotiza actualmente en la Bolsa de Toronto (TSX) así como en la de New York (NYSE).

Sus principales actividades de negocio comprenden la exploración, desarrollo, producción, transporte, y comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos líquidos, concentrando la mayor parte de su actividad en dos áreas: América (Estados Unidos, Canadá y Colombia) y Asia-Pacífico (Australia, Timor Oriental, Indonesia, Malasia, Papua Nueva Guinea y Vietnam). Adicionalmente tiene actividad en Reino Unido, Noruega, Argelia y en Kurdistán.

PRINCIPALES INDICADORES DE TALISMAN	2014	2013
Reservas probadas brutas antes de royalties (Mbep) ⁽¹⁾	n.d.	1.006
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%) ⁽¹⁾	n.d.	121
Producción bruta de líquidos antes de royalties (kbbbl/d) ⁽²⁾	141	132
Producción bruta de gas antes de royalties (\$/Mscf/d) ⁽²⁾	1.371	1.451
Precios de realización de líquidos (\$/bbl) ⁽²⁾	85,12	97,49
Precios de realización de gas (\$/kscf) ⁽²⁾	5,84	5,69
Ingresos (<i>Total Revenue and other income</i>) ⁽²⁾	3.763	4.486
Resultado Neto ⁽²⁾	(911)	(1.175)
Total Activo ⁽²⁾	17.330	19.161
Total Patrimonio neto ⁽²⁾	7.405	8.555
Deuda Bruta ⁽²⁾	5.064	5.239

Nota: Las magnitudes incluidas en la tabla han sido extraídas de información pública de Talisman, y en algún caso pueden estar elaboradas con criterios no coincidentes con los de Repsol. La información no disponible a la fecha de formulación del este informe se identifica como (n.d.).

⁽¹⁾ Los importes correspondientes al ejercicio 2013 se han extraído del Informe Anual 2013 ("*Annual Report*") de Talisman Energy Inc.

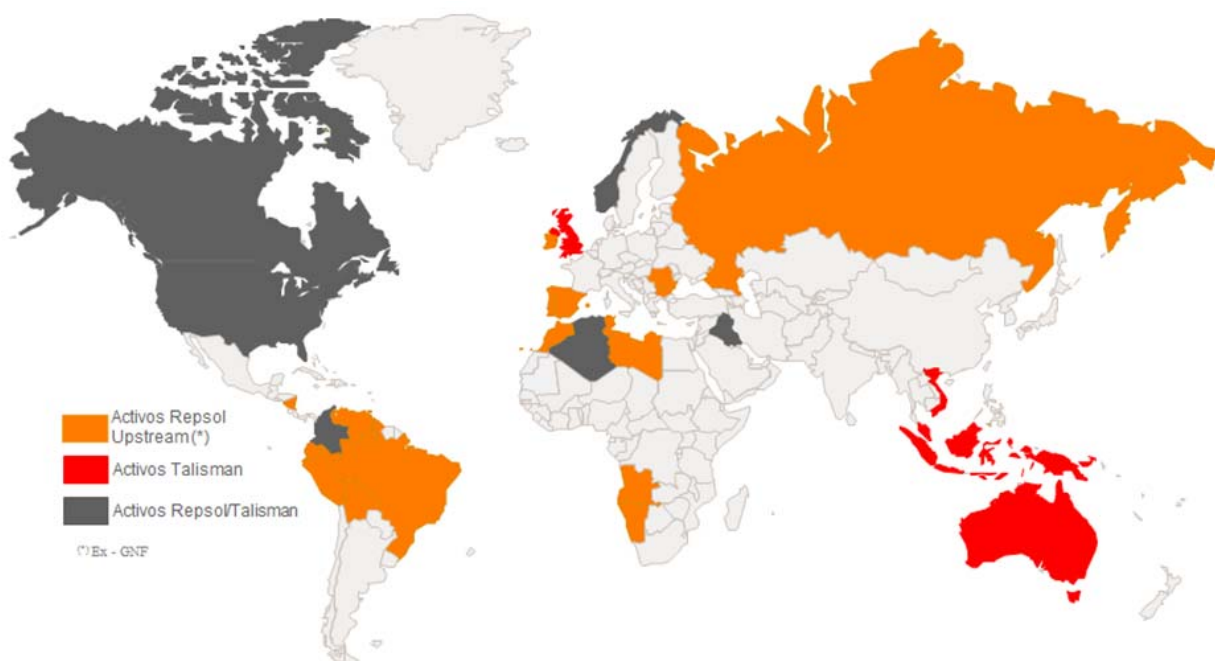
⁽²⁾ Magnitudes e indicadores estimados (no auditados) correspondientes al ejercicio 2014, extraídos de la comunicación (Form 6-K) registrada por Talisman el 10 de Febrero de 2015 ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.

Financiación de la operación

La financiación de esta adquisición se llevará a cabo a partir de la liquidez actual de Repsol obtenida fundamentalmente por la compensación de valor de YPF tras su expropiación, así como con otras fuentes de liquidez como líneas de crédito no dispuestas y la previsible emisión de deuda en los mercados.

Operación transformadora

Esta operación transformará a Repsol en una compañía con mayor presencia en países de la OCDE, incorporando reservas y producción en países de gran estabilidad geopolítica. La transacción permite a Repsol alcanzar una escala global, incrementar su presencia en el negocio del *Upstream* y un portafolio más amplio que, junto con su sólida posición financiera, permite una mayor capacidad de creación de valor mediante la gestión de activos.



Talisman aportará a Repsol activos en producción de primera calidad y áreas de gran potencial exploratorio en Norteamérica (Canadá y Estados Unidos) y el Sudeste Asiático (Indonesia, Malasia y Vietnam), así como en Colombia y Noruega, entre otros países. También aporta a Repsol una cartera de activos complementarios, además de conocimiento en áreas geográficas clave y capacidades técnicas que beneficiarán el desarrollo futuro del Grupo, como la operación de producción offshore y de activos no convencionales.

Una vez culminada la operación, Norteamérica aumentará su peso en Repsol, al suponer casi el 50% del capital empleado en el área de exploración y producción de hidrocarburos de la compañía. El peso del capital empleado en Latinoamérica se reducirá del 50% al 22%.

La incorporación de Talisman incrementará la producción del Grupo Repsol un 76%, llegando a ser superior a 680.000 barriles equivalentes de petróleo al día, y aumentará el volumen de reservas probadas un 55%, hasta alcanzar más de 2.300 millones de barriles equivalentes de petróleo.

El grupo resultante estará presente en más de 50 países y superará los 27.000 empleados, duplicando la plantilla del negocio del *Upstream*.

1.4) OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En el ámbito corporativo cabe destacar el nombramiento de Josu Jon Imaz San Miguel como nuevo Consejero Delegado (CEO) para liderar los nuevos retos y oportunidades del Grupo, la dimisión como miembro del Consejo de Administración de Pemex Internacional España, S.A.U. tras la venta de la mayor parte de su participación en Repsol, S.A. y el nombramiento en enero 2015 como Consejero Externo Independiente del experto internacional del mercado energético J. Robinson West.

Por otra parte, el 28 de enero de 2015 se ha inaugurado la nueva oficina de Houston en Estados Unidos, desde la que se gestionan los negocios de *Upstream*, *Gas & Power* y *Trading* en Norteamérica, una región clave para Repsol.

El Consejo de Administración de Repsol acordó en mayo la distribución de un dividendo extraordinario de un euro bruto por acción, con cargo a los resultados del ejercicio en curso, cuyo pago se hizo efectivo el 6 de junio de 2014 y que ha supuesto un desembolso de 1.325 millones de euros. Adicionalmente, la

sociedad ha ejecutado en enero y julio dos ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se implementa el programa “*Repsol dividendo flexible*”, que permite a los accionistas optar por percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo. Por todo ello, Repsol se ha convertido en una de las compañías españolas líderes en la retribución a sus accionistas, que ha supuesto un importe equivalente a 1,96 €/acción durante el ejercicio 2014.

Respecto de la acción de Repsol, ésta cerró el año con una caída en el precio inferior a la media de sus comparables del sector petrolero europeo, que se devaluaron más de un 16%. El carácter que otorga la integración entre el *Downstream* y el *Upstream*, ha permitido a la compañía un mejor comportamiento en un entorno de caída de precios.

Por último, Repsol mantiene su compromiso con la sociedad y sus empleados, contratando en 2014 a 5.077 nuevos empleados (un 9 % más que en el mismo periodo de 2013) e invirtiendo cerca de 18 millones de euros en formación. Por otro lado, en 2014, se han reducido las emisiones de CO₂ a la atmósfera en 452.000 toneladas frente a 2013 suponiendo condiciones operativas equivalentes y respecto a la accidentabilidad personal se ha reducido el Índice de Frecuencia Total en 0,57.

1.5) PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES DEL PERIODO

Los indicadores y magnitudes de este informe, salvo que se indique expresamente lo contrario, se han calculado de acuerdo al nuevo modelo de Reporting de Grupo (véase Nota 5 “*Información por segmentos*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014). Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013, en su caso, han sido modificadas a efectos comparativos respecto de la información contenida en el Informe de Gestión 2013.

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas ⁽¹⁾	2014	2013	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	2014	2013
Resultados			Upstream		
EBITDA	3.800	3.968	Reservas probadas (Mbep)	1.539	1.515
Resultado neto ajustado	1.707	1.343	Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	118	275
Resultado neto	1.612	195	Producción neta de líquidos día (kbbbl/d)	134	139
Beneficio por acción (€/acción)	1,17	0,14	Producción neta de gas día (kbep/d)	220	207
Capital empleado de operaciones continuadas	30.089	27.614	Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	355	346
ROACE (%)	4,4	5,5	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	79,6	88,7
			Precios medios de realización de gas (\$/kscf)	3,8	4,0
Situación Financiera			Resultado neto ajustado	589	980
Deuda financiera neta ⁽²⁾	1.935	5.358	EBITDA	2.667	3.054
EBITDA ⁽²⁾ / Deuda financiera neta (x veces)	2,0	0,7	Inversiones de explotación	2.843	2.317
			Downstream		
Retribución a nuestros accionistas			Capacidad de refinio (kbbbl/d)	998	998
Retribución al accionista (€/acción)	1,96	0,96	Índice de conversión en España (%)	63	63
			Indicador de margen de refinio España (\$/Bbl)	4,1	3,3
Principales Indicadores Bursátiles	2014	2013	Estaciones de servicio ⁽⁷⁾	4.649	4.604
Cotización al cierre del periodo (€)	15,5	18,3	Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.586	43.177
Cotización media del periodo (€)	18,4	17,5	Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.661	2.337
Capitalización bursátil al cierre del periodo	20.990	23.861	Ventas GLP (kt)	2.506	2.464
			Gas comercializado en Norteamérica (TBtu)	274	184
			Resultado neto ajustado	1.012	479
			EBITDA	1.284	1.137
Otras formas de crear valor	2014	2013	Inversiones de explotación	702	672
			Gas Natural Fenosa		
Personas			Resultado neto ajustado	441	458
Plantilla total ⁽³⁾	26.141	25.800			
Nuevos empleados ⁽⁴⁾	5.077	4.656	Entorno Macroeconómico ⁽⁸⁾	2014	2013
Tasa de rotación de la plantilla (%)	7	7	Brent (\$/bbl)	98,9	108,7
Horas de formación por empleado	44	40	WTI (\$/bbl)	92,9	98,0
			Henry Hub (\$/Mbtu)	4,4	3,7
Seguridad y Gestión Medioambiental			Algonquin (\$/Mbtu)	8,1	7,0
Índice de Frecuencia de accidentes ⁽⁵⁾	0,85	0,59	Tipo de cambio (\$/€)	1,33	1,33
Índice de Frecuencia de accidentes total ⁽⁶⁾	2,38	2,95			
Emisiones directas CO ₂ (Mt)	13,19	13,37			
Reducción anual de emisiones de CO ₂ (Mt)	0,452	0,444			
Nº de derrames	17	14			

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ Ver definición de estos ratios en el epígrafe “*Resultados*” del apartado 4 del documento.

⁽³⁾ No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

⁽⁴⁾ Los datos incluyen incorporaciones de carácter fijo y eventual correspondiendo un 33% y 27% a contratos de carácter fijo en 2014 y 2013 respectivamente.

⁽⁵⁾ Índice de frecuencia (IF) con baja integrado: número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

⁽⁶⁾ Índice de frecuencia total integrado (IFT): número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas.

⁽⁷⁾ El número de estaciones de servicio (EES) incluye controladas y abanderadas.

⁽⁸⁾ Valores medios anuales.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1) VISIÓN Y VALORES

Queremos ser una empresa global que busca el bienestar de las personas y se anticipa en la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes. En Repsol, con esfuerzo, talento e ilusión, avanzamos para ofrecer las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esta visión se debe concretar aplicando los valores fundamentales de la compañía:

- *Integridad:* Cuidamos el bienestar de las personas, la compañía y el entorno en el que operamos y actuamos conforme a los compromisos que adquirimos.
- *Responsabilidad:* Alcanzamos nuestros retos teniendo en cuenta el impacto global de nuestras decisiones y actuaciones, en las personas, el entorno y el planeta.
- *Flexibilidad:* Nuestra escucha activa permite la consecución de nuestros retos de forma equilibrada y sostenida.
- *Transparencia:* Trabajamos bajo la máxima de que todas nuestras actuaciones puedan ser reportadas de manera veraz, clara y contrastable, y entendemos la información como un activo de la compañía que compartimos para generar valor.
- *Innovación:* Creemos que la clave de nuestra competitividad y evolución reside en nuestra capacidad para generar ideas y llevarlas a la práctica, en un entorno de colaboración y aprendizaje colectivo continuo.

2.2) MODELO DE NEGOCIO

Repsol es una compañía energética integrada con amplia experiencia en el sector, que desarrolla actividades en más de 35 países en todo el mundo.

Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en dos áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural.
- *Downstream*, correspondiente a (i) las actividades de refino, trading y transporte de crudo y productos, así como la comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (iii) los proyectos de generación renovable.

Adicionalmente, Repsol tiene una participación del 30% en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la distribución y comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Cadena de valor de nuestros negocios:

Upstream

Exploración

→ Desarrollo

→

Producción

Nuevas áreas	Exploración	Evaluación	Onshore	Offshore	Gas	Crudo
Adquisición de dominio minero	Trabajos de geología, geofísica y perforación de sondeos exploratorios	Definición de los recursos descubiertos y determinación de su comercialidad	Perforación de pozos de desarrollo e instalaciones para la puesta en producción de las reservas		Explotación comercial de hidrocarburos	



Dominio minero no desarrollado neto a 31 de diciembre:

188.278
Km²

Sondeos^(*) en 2014:

34 finalizados
11 en curso

Reservas probadas totales:

1.539 Mbep
Ratio de reemplazo
118 %

Pozos de desarrollo perforados en 2014:

609 brutos

Pozos productivos activos a 31 de diciembre:

3.158
brutos

Producción neta de hidrocarburos día:

355
kbep/d

(*) Incluye sondeos de exploración así como los de evaluación/appraisal.

Downstream

Almacenamiento y transporte

→ Actividad industrial

→

Comercialización

Gas & Power

Crudo	Productos petrolíferos	Química	GLP	Química	Marketing
Trading y transporte de crudo y productos a las refinerías para su procesamiento	Refino y transformación del crudo en productos petrolíferos	Elaboración de una amplia variedad de productos petroquímicos	Procesamiento y distribución de GLP	Distribución y comercialización de los productos petroquímicos producidos	Distribución y comercialización de los productos petrolíferos obtenidos

Gas Natural	Generación renovable
El transporte, la comercialización, el trading y la regasificación de gas natural licuado	Identificación oportunidades de generación renovable



Crudo procesado en 2014:

39,5
millones de toneladas

Capacidad de refino:

998 kbbl/d
Ventas de productos petrolíferos:
43.586 kt

Capacidad Petroquímica bruta:

5.299 kt

Ventas de GLP:

2.506 kt

Ventas de productos petroquímicos:

2.661 kt

Número de estaciones de servicio:

4.649

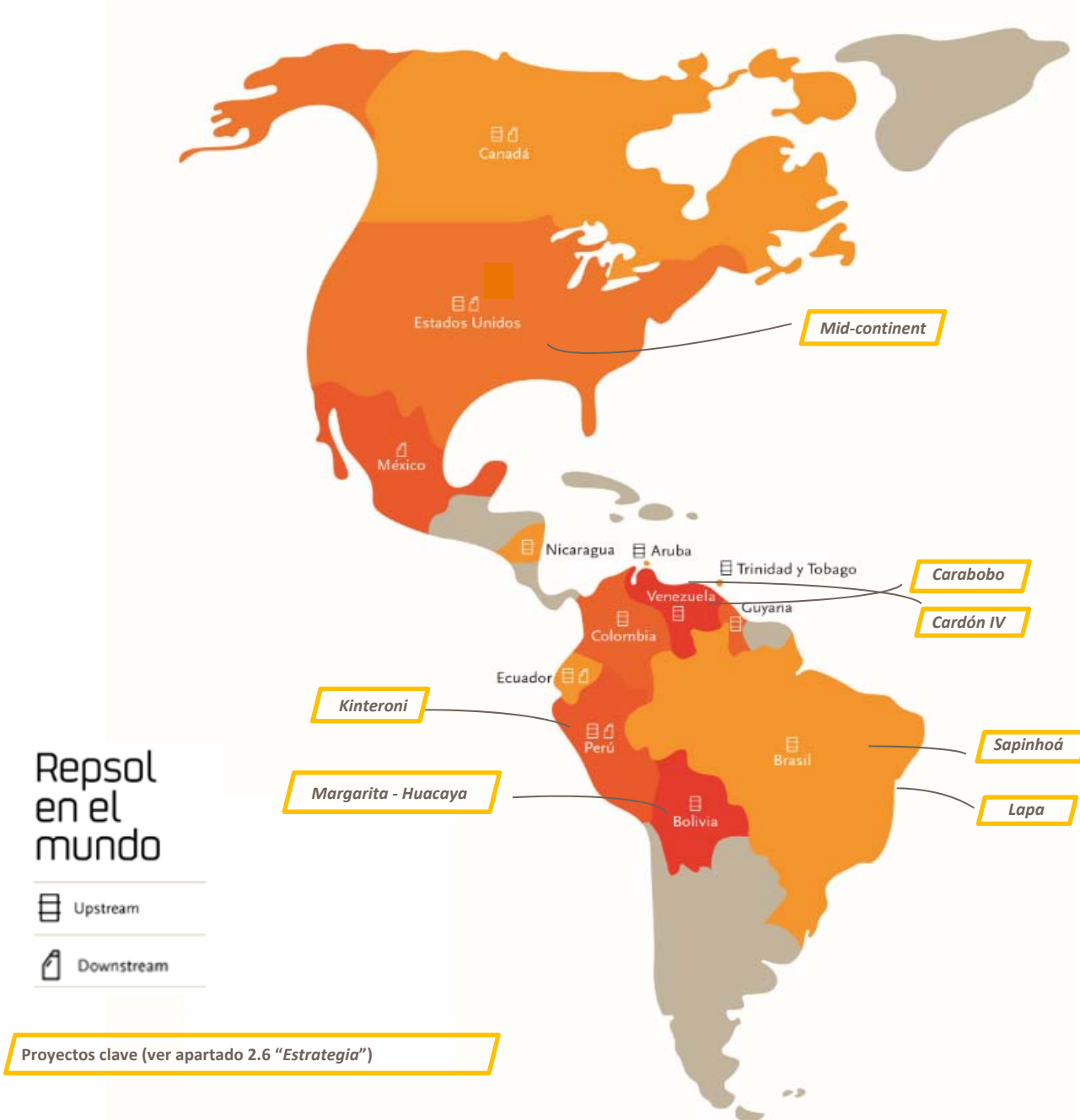
GNL comercializado en Norteamérica:

274 TBtu

Derechos sobre potencia instalada:

960 Mw

2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS



UPSTREAM

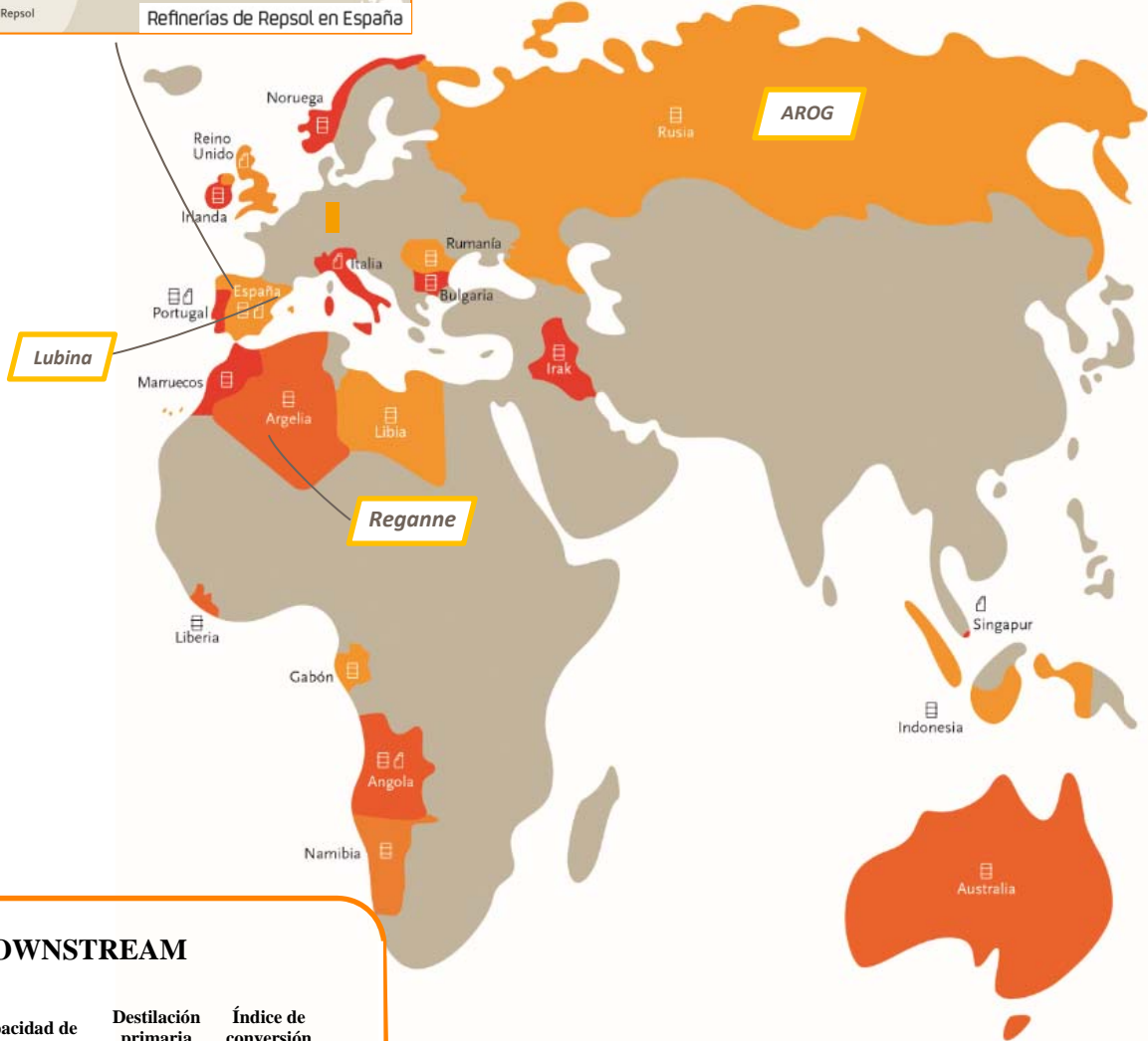
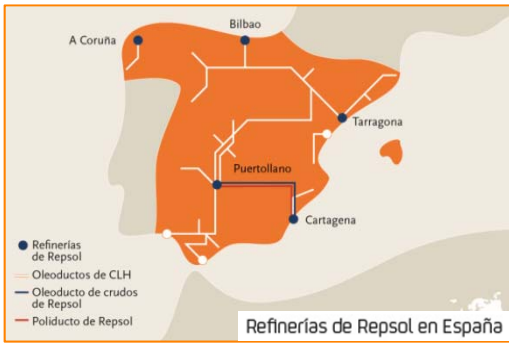
Participamos en 695 bloques⁽¹⁾ de Exploración y Producción de petróleo y gas en 29 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado en torno a 40 descubrimientos en los últimos 8 años, entre los que se incluyen ocho de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 355 kbep al día en 2014, lo que supone un aumento del 2,5% respecto a 2013.

Al cierre de 2014 las reservas probadas de Repsol ascendían a 1.539 Mbep, de los cuales 441 Mbep (29%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.098 Mbep (71%), a gas natural.

⁽¹⁾ Dichos bloques no incluyen los activos correspondientes a proyectos de recursos no convencionales en los que el Grupo participa.



DOWNSTREAM

Capacidad de REFINO	Destilación primaria (kbbbl/d)	Índice de conversión (%)
España		
Cartagena	220	76
A Coruña	120	66
Puertollano	150	66
Tarragona	186	44
Bilbao	220	63
Perú		
La Pampilla	102	24
Estaciones de servicio	Total	
España	3.585	
Portugal	440	
Perú	374	
Italia	250	

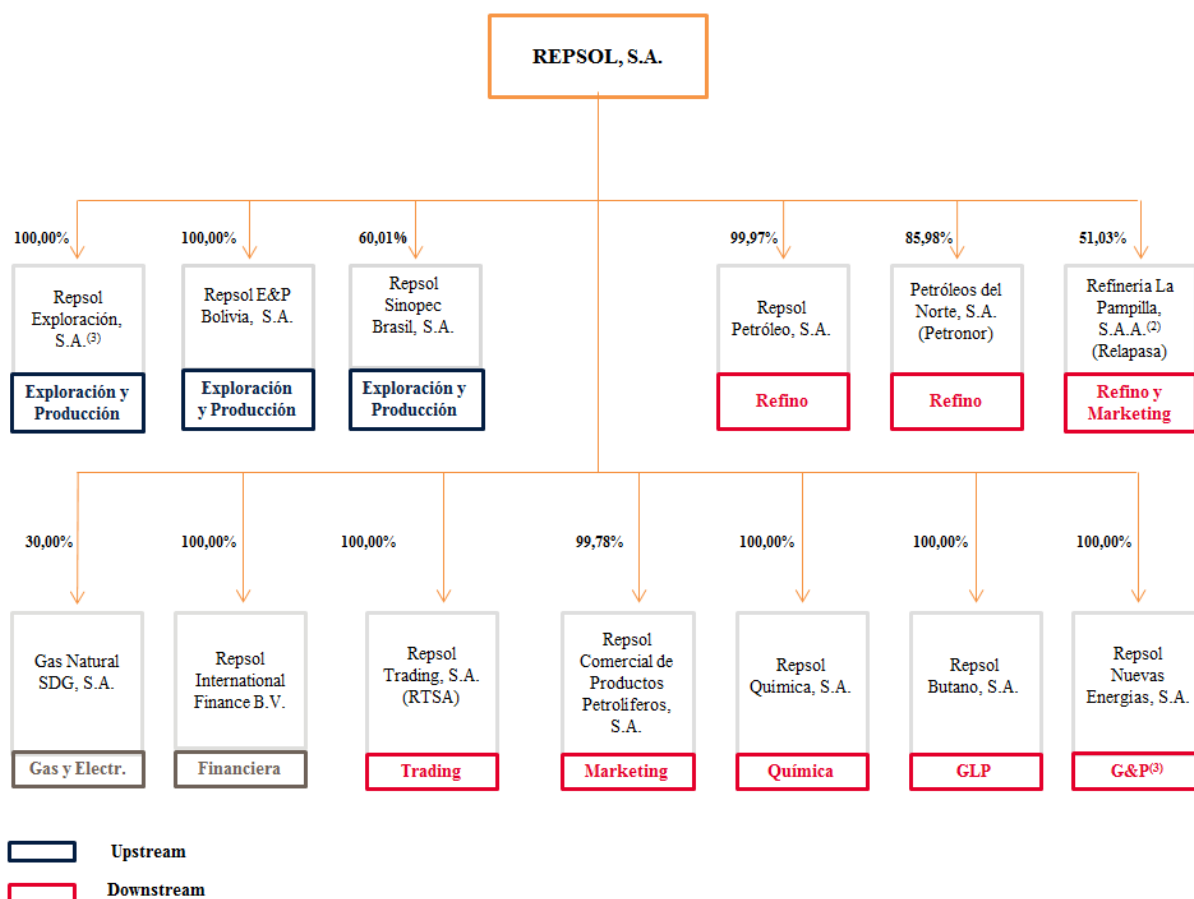


Volumen de ventas GLP (Miles de toneladas)	2014	2013
España	1.343	1.281
Resto Europa	131	131
Perú	634	665
Ecuador	398	386

Magnitudes QUÍMICA (Miles de toneladas)	2014	2013
Capacidad petroquímica		
Básica	2.808	2.808
Derivada	2.491	2.491

2.4) ESTRUCTURA SOCIETARIA

A continuación se incluye la estructura societaria del Grupo Repsol a partir de las principales sociedades que lo componen ⁽¹⁾:



⁽¹⁾No existe diferencia entre el porcentaje de participación en el capital y los derechos de voto en las distintas sociedades.

⁽²⁾Participación indirecta.

⁽³⁾Las actividades de Gas & Power correspondientes al transporte, comercialización, trading y regasificación de gas natural licuado se realizan a través de sociedades dependientes de Repsol Exploración, S.A. y las correspondientes a generación renovable a través de Repsol Nuevas Energías, S.A.

Para más información sobre las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol y las principales variaciones del ejercicio, véase Anexo I y I b de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

2.5) GOBIERNO CORPORATIVO

El sistema de gobierno corporativo de Repsol, establecido conforme a las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales, orienta la estructura, organización y funcionamiento de sus órganos sociales en interés de la sociedad y de sus accionistas y se basa en los principios de transparencia, independencia y responsabilidad. Para consultar la normativa interna del Grupo Repsol en materia de gobierno corporativo véase la página web www.repsol.com.

La estructura de gobierno de Repsol diferencia adecuadamente las funciones de dirección y gestión de la Compañía de las funciones de supervisión, control y definición estratégica.

Así, la Junta General de Accionistas es el órgano social soberano a través del cual los accionistas intervienen en la toma de decisiones esenciales de la Compañía, correspondiendo al Consejo de Administración, directamente o a través de sus diferentes Comisiones, la formulación de las políticas generales, de la estrategia de la Compañía y de las directrices básicas de gestión, así como la función general de supervisión y la consideración de los asuntos de especial relevancia no reservados a la competencia de la Junta General.

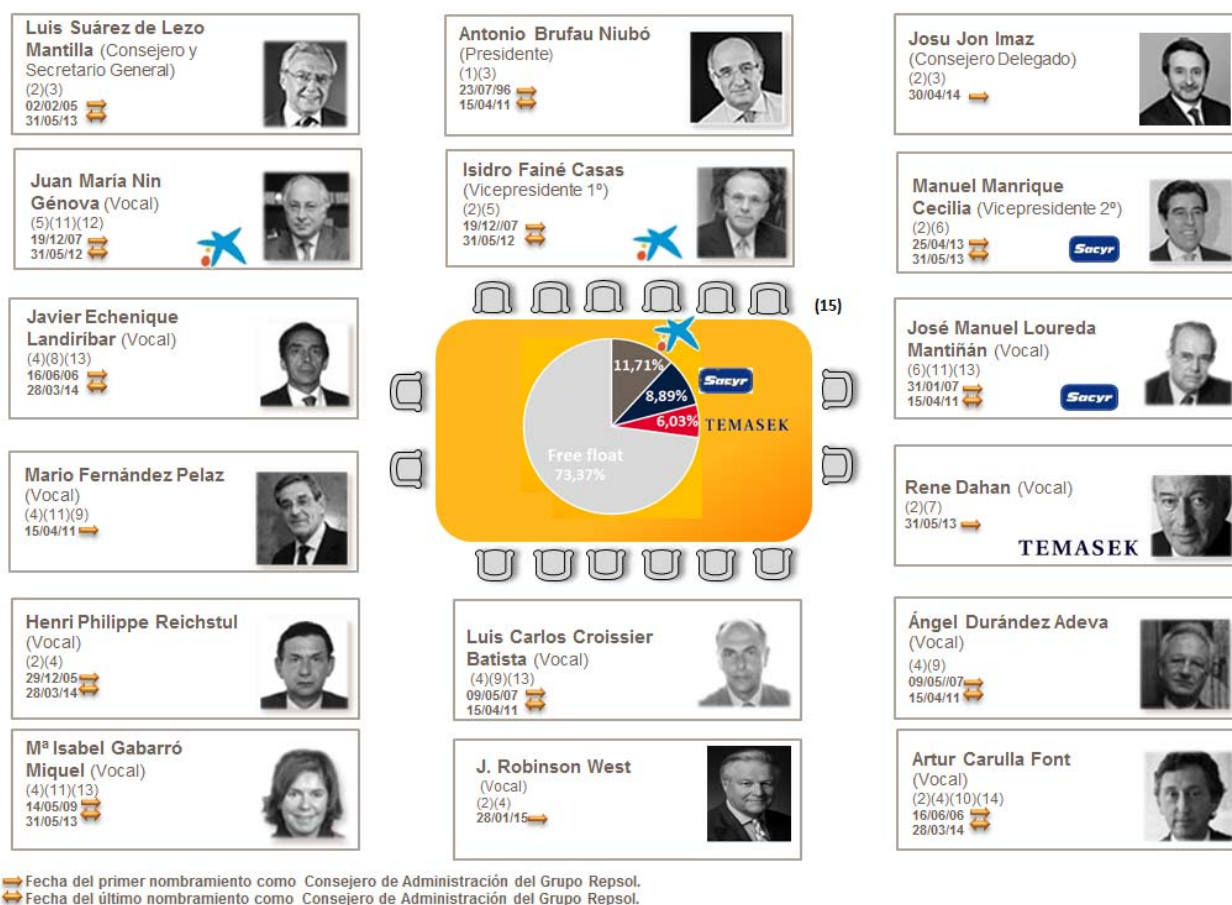
Por su parte, corresponde al Comité de Dirección y al equipo directivo la gestión ordinaria de los negocios de la Compañía mediante la implementación y seguimiento de la estrategia general y directrices básicas fijadas por el Consejo de Administración.



NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General, el Consejo de Administración y sus Comisiones.

- (1) La Comisión Delegada: compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y ocho Consejeros más pertenecientes a todas las categorías de Consejeros, manteniendo una proporción semejante a la existente en el Consejo. Esta Comisión tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legal o estatutariamente indelegables.
- (2) La Comisión de Auditoría y Control: compuesta por cuatro Consejeros Independientes con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos. Su principal función es apoyar al Consejo en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión de la elaboración de la información económico-financiera, de los controles ejecutivos, de los sistemas de registro y control de reservas de hidrocarburos, de la Auditoría Interna, de la independencia del Auditor Externo y del cumplimiento por la Sociedad de las disposiciones legales aplicables. También le corresponde orientar la política, objetivos y directrices de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad.
- (3) La Comisión de Nombramientos y Retribuciones: compuesta por cinco Consejeros Externos, con mayoría de Independientes, siendo el Presidente también Independiente. Sus principales funciones son las de propuesta e informe al Consejo sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario, sobre la política de retribución del Consejo y de los Consejeros Ejecutivos e informar sobre el nombramiento de Altos Directivos y su política general de retribuciones e incentivos.
- (4) La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa: compuesta por cinco Consejeros Externos, con mayoría de Independientes. Sus principales funciones son las de informar sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico y sobre decisiones estratégicas relevantes. Asimismo, le corresponde orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en materia de Responsabilidad Social Corporativa.

La composición del Consejo de Administración y sus comisiones a la fecha de aprobación del presente documento es la siguiente:



NOTA: Información actualizada en relación a los perfiles de los miembros del Consejo de Administración puede encontrarse en www.repsol.es/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/. Para más información en relación a la Política de remuneraciones véase el “Informe Anual sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros”.

- (1) Presidente de la Comisión Delegada.
- (2) Vocal de la Comisión Delegada.
- (3) Consejero Ejecutivo.
- (4) Consejero Externo Independiente.
- (5) Consejero Externo Dominical propuesto por Caixabank, S.A.
- (6) Consejero Externo Dominical propuesto por Sacyr, S.A.
- (7) Consejero Externo Dominical propuesto por Temasek.
- (8) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
- (9) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
- (10) Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- (11) Vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- (12) Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
- (13) Vocal de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
- (14) Consejero Independiente Coordinador.
- (15) Porcentaje sobre el capital social de acuerdo a la última información disponible a fecha de formulación del presente documento. Información facilitada por la Compañía de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Compañía y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

El 30 de abril de 2014, el Consejo de Administración de Repsol aprobó, a propuesta de su Presidente y con el informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, una importante remodelación de la estructura de su equipo directivo en la que destaca el nombramiento como Consejero

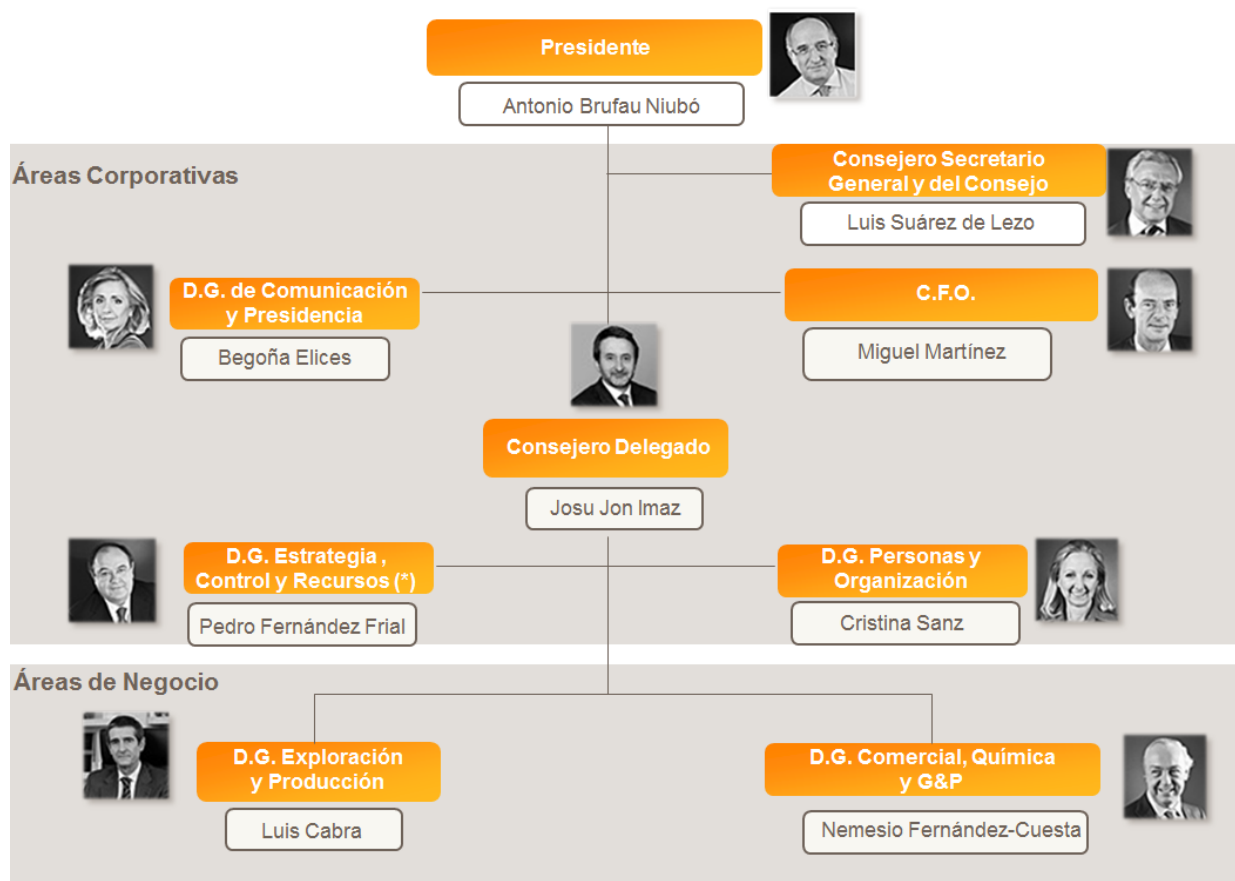
Delegado del Grupo (CEO) de Josu Jon Imaz San Miguel, hasta ese momento Director General del Área Industrial y Trading.

En la misma fecha, el Consejo aceptó la renuncia como Consejera Externa Independiente de Paulina Beato Blanco, cuya vacante fue ocupada por el nuevo Consejero Delegado, quien también fue designado vocal de la Comisión Delegada.

El 4 de junio de 2014, tras el anuncio por PEMEX de la venta de la mayor parte de su participación en Repsol, Pemex Internacional España, S.A.U. presentó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y de las Comisiones de éste en las que participaba (Comisión Delegada y Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa).

El 28 de enero de 2015, el Consejo Administración de Repsol, S.A. acordó, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el nombramiento de J. Robinson West como Consejero Externo Independiente y su incorporación a la Comisión Delegada.

La composición del Comité de Dirección a la fecha de aprobación del presente documento es la siguiente:



(*) En Estrategia, Auditoría y Reservas dependencia directa del Presidente

NOTA: D.G: Dirección General. Información actualizada de los perfiles de los miembros del Comité de Dirección se encuentra disponible en www.repsol.com. En la nota 28, "Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y Personal Directivo", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluye información sobre la remuneración del Comité de Dirección.

2.6) ESTRATEGIA

El actual Plan Estratégico de Repsol (2012-2016), emitido tras la confiscación de YPF, se basa en cuatro pilares estratégicos: Crecimiento en *Upstream*, Maximizar el retorno del capital en *Downstream*, Fortaleza Financiera y Remuneración atractiva al Accionista. Durante los años 2012 y 2013 se ha ido avanzando en el cumplimiento de los principales hitos de dicho plan, con un foco especial en el fortalecimiento financiero de la Compañía. La venta de activos no estratégicos llevada a cabo durante estos años consiguió el buscado fortalecimiento financiero pero implicó, al mismo tiempo, una cierta reducción del tamaño de la Compañía.

La solución del conflicto de YPF durante la primera mitad del año 2014, y el consecuente ingreso de fondos extraordinarios, ha permitido a Repsol acelerar la consecución del primer pilar estratégico definido: el crecimiento en *Upstream*.

Así, el 16 de diciembre de 2014 Repsol anunció el acuerdo alcanzado para la compra de Talisman Energy (véase apartado 1.3). Esta operación transformará a Repsol en uno de los principales grupos energéticos privados del mundo, permitiéndole contar con un portafolio más equilibrado geográficamente, al que se incorporan reservas y producción en países OCDE, activos productivos de alta calidad, nuevo potencial exploratorio y añadiendo capacidades operativas y nuevas plataformas de crecimiento futuro en Norteamérica, Sudeste Asiático y Mar del Norte. La compra de Talisman consolidará la senda de crecimiento en la actividad de exploración y producción, permitiendo definir nuevas metas y confirmando esta actividad como el motor de crecimiento de la Compañía.

Sólida posición de negocio

La estrategia llevada a cabo por Repsol en los últimos años ha permitido desarrollar nuevas y atractivas áreas de negocio, diversificar la cartera de activos e incorporar proyectos clave que hoy respaldan su posicionamiento en el sector energético global.

Fruto de este esfuerzo continuado son los grandes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, la inversión en los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Petronor, así como la *joint venture* de Repsol Sinopec Brasil.

Uno de los elementos fundamentales de la estrategia de Repsol es el desarrollo integrado de sus negocios de *Upstream* y *Downstream*. Esta integración se traduce en evidentes ventajas y sinergias corporativas y de portafolio:

- Proporciona a Repsol una escala suficiente para abordar su estrategia, más aún ante escenarios de creciente tamaño y riesgo de los grandes proyectos del sector.
- Contribuye a una mayor estabilidad de resultados, favoreciendo el cumplimiento de los objetivos de retribución al accionista y de estabilidad financiera.
- Asegura una mayor diversificación de riesgos, dados los perfiles de riesgo específicos de los negocios de *Upstream* y *Downstream*.
- Proporciona a Repsol autofinanciación para acometer su plan estratégico y su programa de inversiones, teniendo en cuenta los distintos ciclos de inversión y de generación de caja de los negocios de *Upstream* y *Downstream*.
- Permite a Repsol acceder a un mayor portafolio de oportunidades de inversión, pudiendo seleccionar en cada momento las más atractivas, optimizando la asignación de capital entre negocios.

Existen, además, numerosas ventajas y sinergias operativas derivadas de la integración de los negocios de *Upstream* y *Downstream*, entre las que cabe destacar:

- Sinergias comerciales y técnicas, basadas en la creciente convergencia operativa, de capacidades técnicas y sinergias comerciales entre los proyectos de *Upstream* y *Downstream*.
- Posibilidad de compartir recursos técnicos, maximizar la utilización de las capacidades de los recursos humanos y favorecer la captura del talento técnico y el trasvase de profesionales entre ambos negocios.
- Oportunidades de desarrollo donde se valore la presencia conjunta y el conocimiento en ambos negocios.
- Importantes ahorros de costes en funciones corporativas y de soporte, que optimizan sus gastos dando servicio conjunto a *Upstream* y *Downstream*.

Upstream, motor de crecimiento

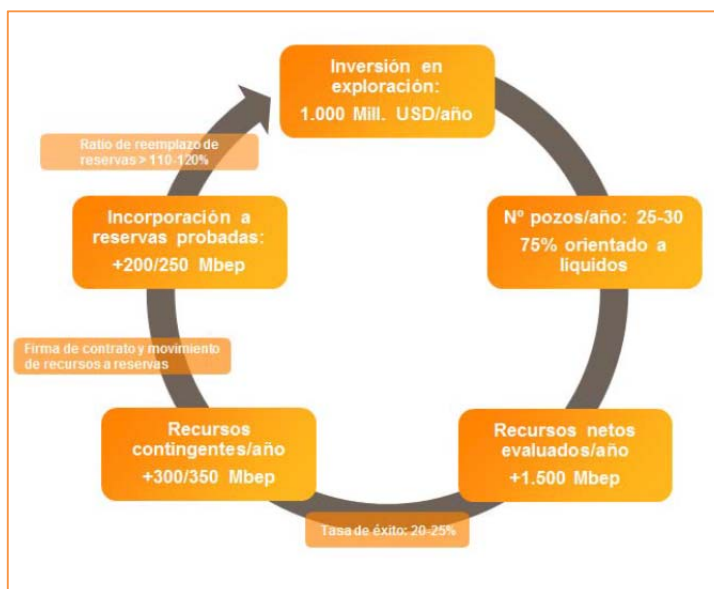
Las actividades de *Upstream* constituyen el motor de crecimiento de Repsol. Mediante una gran inversión y la atracción de talento y tecnología, Repsol ha logrado obtener un gran éxito exploratorio con una tasa de reemplazo de reservas probadas netas en promedio en torno al 200% en los tres últimos ejercicios. La apuesta por la innovación ha sido el factor clave para consolidarnos como una Compañía de gran éxito exploratorio.

Se han logrado numerosos e importantes descubrimientos en zonas identificadas como prioritarias, tales como Estados Unidos, Rusia, Brasil, Perú, Argelia y Colombia. Los cerca de 40 descubrimientos realizados desde 2007 y que incluyen ocho de los mayores hallazgos a nivel mundial, revelan el éxito exploratorio de Repsol y aseguran la creación de proyectos que respaldarán este crecimiento en los años venideros.

La inversión estimada para el negocio de *Upstream* es de aproximadamente 2.900 millones de euros de media anual. Esta inversión representa más del 70% del total de las inversiones previstas para el Grupo.

Una inversión exploratoria anual media en torno a los 1.000 millones de dólares permitirá la perforación de 25 a 30 pozos exploratorios anuales.

La intensa actividad en el área de exploración y desarrollo permitirá alcanzar en el periodo 2012-2016 un 7% de crecimiento anual de la producción, un ratio de reemplazo de reservas promedio superior al 120% y una incorporación de recursos contingentes promedio anual de unos 300/350 millones de barriles equivalentes.



Para llevar a cabo el crecimiento comprometido se ha puesto foco en 10 proyectos clave de crecimiento localizados en Brasil, Estados Unidos, Rusia, España, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Los 10 grandes proyectos suponen una inversión total acumulada de 6.700 millones de euros.

Siete de ellos (Mid Continent, Margarita, Sapinhoá, Lubina-Montanazo, Rusia, Carabobo, Kinteroni) ya se encuentran en producción, contribuyendo a los objetivos de incremento de producción.



Además de estos proyectos clave, se proseguirá con la delineación de los recursos contingentes ya descubiertos, destacando Estados Unidos (Alaska y Golfo de México), Brasil y Perú. Estos trabajos permitirán que estos recursos culminen en nuevos proyectos de desarrollo que serán el motor de crecimiento de los próximos años.

Downstream, excelencia operativa y optimización del margen

El área del *Downstream*, una vez finalizado con éxito el periodo de inversiones en sus activos, vuelve a convertirse en un generador de caja neta.

En 2012 ya estaban en marcha las ampliaciones de Cartagena y Petronor, que han incrementado la capacidad de conversión y la eficiencia operativa del sistema de refino de Repsol. Se espera que estas ampliaciones generen una mejora del margen de refino por barril procesado en el conjunto de refinerías de Repsol en España de entre 2-3 dólares, mejorando la eficiencia de nuestros activos.

El objetivo en el *Downstream* es maximizar el margen integrado en todas las áreas de la actividad mediante la excelencia y la mejora de los procesos.

Se mantienen como prioridades de gestión la eficiencia energética, la seguridad en nuestras operaciones y el máximo respeto al medioambiente. A través del continuo desarrollo tecnológico y la mejora de los procesos se desarrollan productos y servicios energéticamente eficientes.

Las inversiones promedio previstas alcanzan los 750 millones de euros anuales, y son fundamentalmente de mantenimiento de instalaciones industriales y comerciales y de mejoras de eficiencia energética y operativa, suponiendo una reducción del 60% sobre la inversión anual promedio del periodo 2008-2011.

Retribución competitiva a los accionistas

Repsol está comprometida con el establecimiento de una retribución competitiva a los accionistas.

Su solidez financiera permite ofrecer al accionista una retribución competitiva, continuando así con una política de creación de valor para los accionistas a través del reparto de dividendos, apoyado por el Programa de Retribución Flexible, con un *pay out* (Retribución al Accionista/Beneficio neto) esperado superior al objetivo del 40-55%.

Sólida posición financiera

La sólida posición financiera de Repsol se concreta en nuestro compromiso para mantener la calificación crediticia, disponer de una alta liquidez y realizar desinversiones selectivas en el periodo.

Los ingresos procedentes de la venta de los activos de GNL y de la monetización de la indemnización por la expropiación de YPF, han reforzado la solidez financiera de la compañía, lo que ha sido reconocido por las principales agencias internacionales de rating. Todo esto ha supuesto una mejora de los ratios financieros, mejorando la calificación crediticia e incrementándose la confianza de los inversores a nivel internacional.

Adicionalmente, en la línea de maximizar la caja generada, se lleva a cabo un proceso de optimización continua del capital circulante del Grupo.

Esta solidez financiera nos ha permitido el crecimiento inorgánico.

Adquisición de Talisman y nuevo plan estratégico

Repsol ha acordado con Talisman Energy la adquisición del 100% del capital social de la compañía canadiense tal y como se describe el apartado 1.3) de este informe.

Esta operación transformadora e ilusionante supone un gran salto cualitativo y cuantitativo para Repsol, convirtiéndola en una de las principales compañías de Oil&Gas privadas del mundo y permitirá crecer como compañía y reforzar el carácter de Repsol como empresa energética integrada con un proyecto sólido y competitivo.

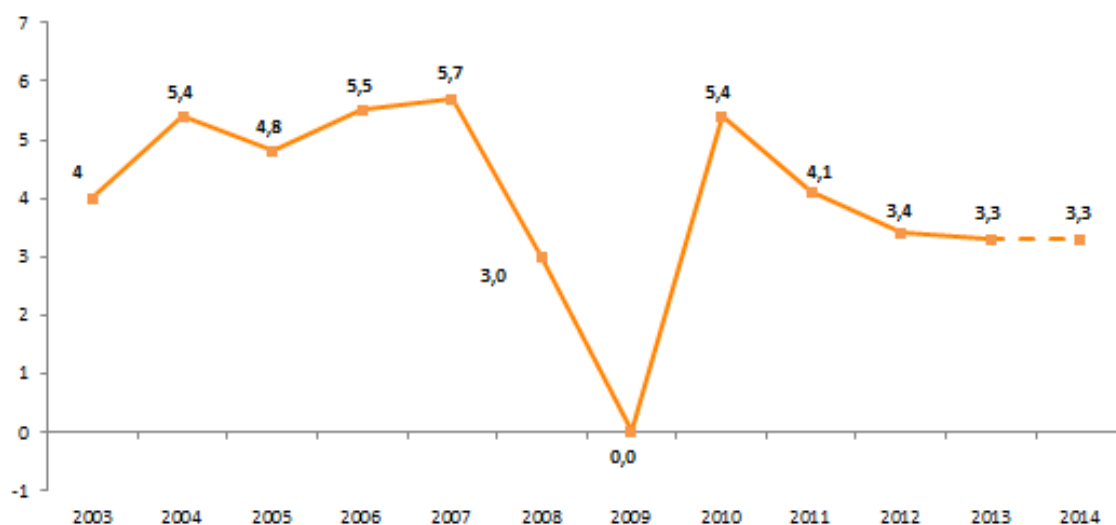
Una vez culminada la operación, Repsol presentará un nuevo plan estratégico.

3. ENTORNO MACROECONÓMICO

Evolución económica reciente

En 2014 la economía mundial continúa en proceso de recuperación, a pesar de que la expansión económica está siendo más débil de lo esperado, con una previsión de crecimiento mundial del 3,3% y a un ritmo muy desigual entre regiones. Las economías avanzadas están experimentando diversos grados de recuperación, si bien su crecimiento sigue lastrado por un elevado volumen de deuda. A su vez, las economías emergentes están experimentando una desaceleración económica mientras se está reevaluando a la baja su potencial de crecimiento a medio y largo plazo.

Evolución del PIB mundial



Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI, WEO Update Enero 2015) y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

Respecto a la evolución del crecimiento en Estados Unidos, un conjunto de factores puntuales derivaron en una contracción del crecimiento en el primer trimestre de 2014, seguido de una aceleración en el tercer trimestre hasta el 5% estabilizándose en el cuarto en 2,6%. El crecimiento anual se situó en el 2,4% y se están dando las condiciones para que se acelere en 2015. Se espera que las economías emergentes crezcan a un ritmo del 4,4% continuando con la desaceleración iniciada después de 2011, cuando el crecimiento se situó en el 6,7%. La débil productividad y el menor crecimiento potencial de estas economías han llevado a concluir que no se repetirán las elevadas tasas de crecimiento de la última década, aunque dado su mayor peso su contribución al crecimiento mundial no caerá.

La zona euro registró un estancamiento económico en el segundo trimestre del año, si bien para el conjunto de 2014 la estimación preliminar avanza un crecimiento anual medio del 0,9%. Los países de la periferia en su mayoría han cumplido con sus programas de ajuste y se ha avanzado hacia la unión bancaria. Sin embargo, la recuperación no está exenta de riesgos, y esta vez se centra en la evolución de las economías más grandes del área, con la contracción del crecimiento en Italia y la debilidad económica de Francia. Mientras que Alemania ha crecido en el último trimestre un 1,6% coincidiendo con el dato para el conjunto del año. Ante el bajo crecimiento en la zona euro y la reducción en las perspectivas de inflación como consecuencia de las caídas en el precio del crudo, el Banco Central Europeo (BCE) ha ido aprobando un extenso paquete de medidas convencionales y no convencionales.

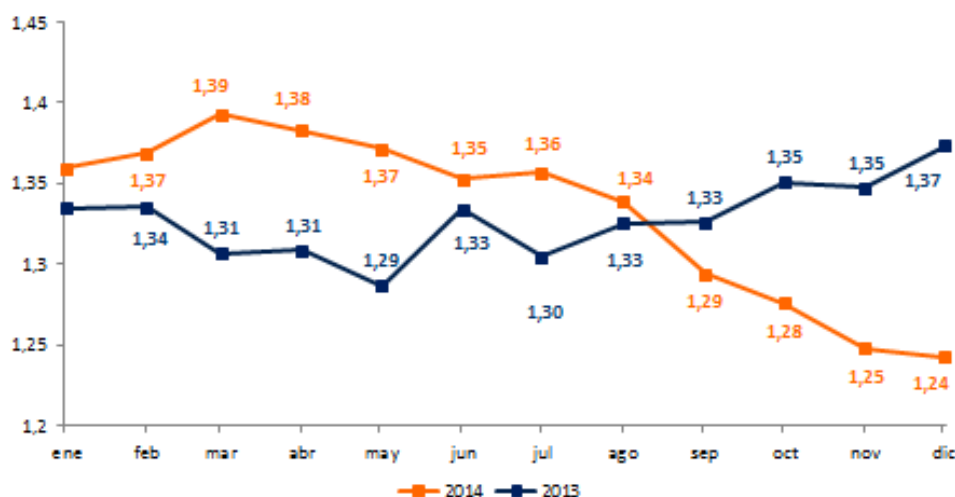
La economía española ha consolidado durante 2014 la senda de crecimiento positivo adquirida en el último tramo de 2013, impulsada por la mejora de las condiciones de financiación, un aumento sostenido de la confianza de los agentes y la favorable evolución del mercado laboral. El retorno del crecimiento ha

venido impulsado desde los distintos componentes de la demanda interna, ante la desaceleración del comercio internacional y su repercusión sobre las exportaciones nacionales. No obstante, la mejora de competitividad de la economía española ha quedado patente, con una evolución más favorable de las ventas al exterior que la de los principales países de la Eurozona. Al cierre del año la economía española continúa en una senda de recuperación, con un crecimiento medio anual del 1,4% en 2014.

Evolución del tipo de cambio

A lo largo de 2014, la evolución del euro ha experimentado dos etapas diferenciadas. La primera, que comprende desde inicios de año hasta mayo se caracteriza por una fortaleza del euro respecto al dólar con un valor medio en el entorno de 1,37, y una segunda etapa, que comprendería desde junio a fin de año, que se destaca por la fortaleza del dólar americano y una pérdida de valor del euro, dejando el cruce en media en un 1,29 en este periodo. Cabe destacar que el tipo de cambio Euro/Dólar a 31 de diciembre se situó en 1,21, manteniendo la tendencia caracterizada por la debilidad del euro y que el valor medio del 2014 fue de 1,33.

Evolución de la cotización del Euro/Dólar (medias mensuales)



Fuente: Bloomberg y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

La primera parte del año se caracterizó por la ralentización de la actividad económica de EE.UU. debido al vórtice polar, la incertidumbre sobre la “banca en la sombra” de China que contribuyó a la debilidad de su economía y la persistente desaceleración de la inflación en la Unión Europea Monetaria (UEM). En este contexto, la prudencia de la Reserva Federal Norteamericana (FED), la ortodoxia del BCE y la falta de dinamismo del crédito dentro de la Eurozona –en parte por el proceso de “evaluación global” en el que se encontraba inmersa la banca antes de que el BCE incorporase la función de supervisión bancaria– se han convertido en un soporte para el euro. Adicionalmente los bonos soberanos de la periferia de la Eurozona se convirtieron en un activo bastante atractivo para los inversores.

A partir del segundo trimestre, EE.UU. comenzó a confirmar su capacidad de generación de empleo y mantener un ritmo sostenido de crecimiento de su PIB. Por su parte China, mediante el control del crédito y con la aplicación de mini-estímulos, ha sido capaz de mantener un crecimiento por encima del 7% menos dependiente del sector inmobiliario. En contraposición, Japón sufrió una importante desaceleración tras la subida del IVA y la Eurozona comenzó a dar señales de pérdida de tracción en su crecimiento que profundizó sus problemas con la persistente baja inflación. Adicionalmente, el conflicto entre Rusia y Ucrania, que tuvo su punto álgido en el derribo de un avión comercial con 298 pasajeros, obligó a la Unión Europea a aprobar sanciones económicas que afectaron el crecimiento de la zona común.

Este contexto económico contrapuesto entre algunas de las principales economías del mundo llevó a la divergencia en cuanto al enfoque de la política monetaria. Por una parte, la FED y el BOE (Bank of England) han acabado la compra de activos financieros para expandir sus balances, y el ritmo de recuperación de sus economías les permite plantearse una subida de tipos de interés a medio plazo. Por otro lado, el BCE y el BOJ (Bank of Japan), más allá de tener los tipos en mínimos y de no tener perspectivas de subirlos, han anunciado programas intensos de compra de distintos tipos de activos para aumentar sus balances y, de esta manera, luchar contra la baja inflación y apuntalar el crecimiento.

En el caso del BCE, en la segunda mitad del 2014, ha activado diversas medidas de política monetaria para estimular el crecimiento. Más allá de dejar los tipos de interés de referencia en niveles mínimos también ha aplicado una serie de políticas no convencionales. Estas medidas que comenzaron en 2014, buscan ampliar el balance del BCE en, al menos, un 1 billón de euros en los siguientes 12 meses; con el objetivo de bajar los tipos de interés a medio y largo plazo impulsando a los inversores a buscar rentabilidad en activos con más riesgo. Adicionalmente, en el 2014, también se ha concluido con el ejercicio de transparencia de la banca europea (AQR y stress test) con el que se espera restituir el canal de crédito en la zona.

Dadas las limitaciones en cuanto a política fiscal por el elevado endeudamiento actual de estas economías, el tono de la política monetaria y las perspectivas de crecimiento, son lo que más está influyendo en el mercado cambiario. Son precisamente estos elementos los que ha llevado a un fortalecimiento del dólar americano contra sus principales cruces.

Evolución reciente del sector energético

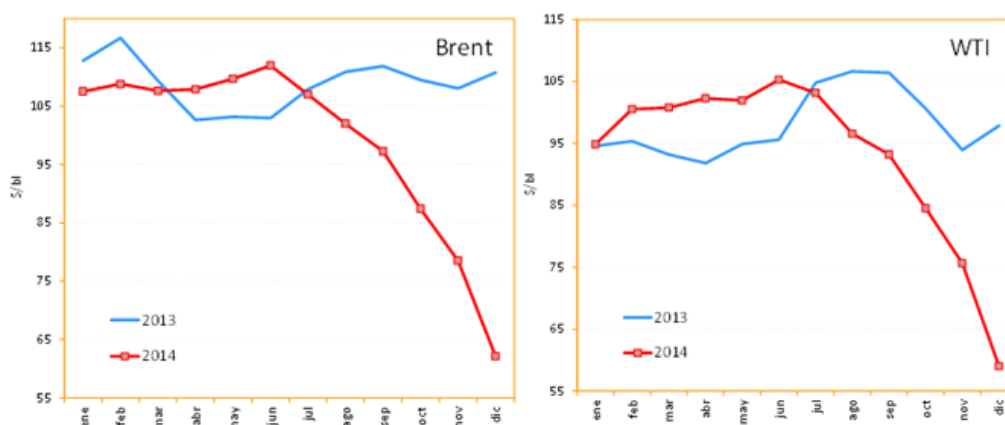
Entre enero y diciembre el precio medio del crudo Brent, de referencia europea, se situó en los 98,99 dólares por barril (\$/bbl). A lo largo del año, la evolución del precio ha mostrado dos tendencias distintas: el primer semestre estuvo marcado por una ligera tendencia al alza, alcanzando un máximo anual de 115 dólares el 19 de junio; y, a partir de entonces, el perfil cambió drásticamente, perdiendo más de un 60% de su valor hasta finales de diciembre.

Por su parte, el precio del West Texas Intermediate (WTI), de referencia americana, promedió en el mismo periodo 92,9\$/bbl, con un perfil también a la baja que a diferencia del Brent comenzó el 23 de julio, cayendo desde entonces y hasta finales de diciembre un 57% su cotización. A pesar de que la tendencia bajista fue común para ambos crudos marcadores, en el caso del WTI, al ser un crudo sin posibilidad de salir de EE.UU. y con un sistema de refino enfocado ahora tanto al mercado doméstico pero cada vez más a las exportaciones, el precio soportó mejor hasta finales de julio, a las puertas del inicio de la temporada de mantenimiento del sistema de refino norteamericano.

Esta evolución de los precios generó una reducción del diferencial entre el Brent y el WTI, el cual se situó en media para 2014 en los 6 \$/bbl, llegando a registrar a finales de septiembre cotas por debajo de 1 dólar. Este cierre del diferencial vino de la mano de un avance en las conexiones desde las zonas productoras a los centros de refino en EE.UU., aumentando la capacidad de distribución de petróleo a través de tubería y ferrocarril.

Los factores determinantes para esta contracción significativa del precio fueron de distinta índole, pero actuaron de forma conjunta: reducción notable de los “pluses” tanto geopolíticos como financieros; una visión más negativa que a principios de año sobre los fundamentos de la demanda; y sorpresas positivas por el lado de la oferta.

Evolución de la cotización del barril de crudo Brent y WTI



Fuente: Bloomberg y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

Por el lado de la demanda, a partir del mes de junio se produjo una continua revisión a la baja de las perspectivas de crecimiento económico publicadas por organismos oficiales, que provocó un ajuste de las perspectivas de demanda de las agencias de energía, cambiando significativamente su visión hacia un crecimiento significativamente menor de la demanda de petróleo en 2014. Considerando los datos de la Agencia Internacional de la Energía las perspectivas de crecimiento medio para este año pasaron, entre mayo y diciembre, de los 1,4 millones Bbl/d a los 900 mil Bbl/d.

Por el lado de la oferta, los tres factores que influyeron en el entorno de 2014 fueron:

- 1) las sorpresas positivas de la producción estadounidense, principalmente proveniente de los hidrocarburos no convencionales del *shale oil*;
- 2) la reducción significativa de la capacidad de producción cerrada por eventos de distinta índole, pasaron de un estimado de 3,5 millones de Bbl/d en mayo a 2,8 millones en diciembre; y
- 3) la función de respuesta de la OPEP a este entorno de sobreoferta y precios bajos, y particularmente de Arabia Saudí, como productor bisagra. Tras la reunión del 27 de noviembre de la OPEP, donde no se consiguió consenso para recortar su cuota de producción conjunta y sostener los precios, la estrategia de algunos miembros de la OPEP fue dejar al mercado que encuentre su equilibrio natural, sacando del mercado cierta cantidad de barriles con altos costes, y apoyando un mayor crecimiento del consumo. Los precios por encima de 100 dólares han dado muchos incentivos para el aumento de la producción con altos costes asociados, tales como el *shale* o el *offshore*; y, a la vez, han estimulado medidas de conservación, eficiencia y sustitución de combustibles.

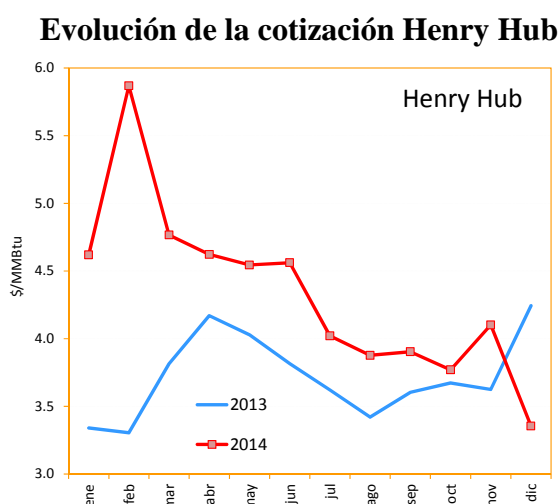
Por el lado de los mercados financieros, ha sido notable la salida de los agentes *Managed Money*, asociados a la especulación y el cambio del comportamiento de la curva a plazos del Brent. Entre junio y octubre los *Managed Money* redujeron sus posiciones netas en más de un 84% en el mercado de futuros y opciones del Brent, lo que dio pie a una sobre-reacción a la baja del mercado.

Por el lado de la geopolítica, a pesar de que el panorama geopolítico mundial en los últimos meses está muy marcado por conflictos en países productores clave, la situación es percibida por los actores del sector del petróleo como de relativa calma. Y es que la mayor parte de los analistas han anunciado que los principales conflictos activos apenas influirán en el precio del crudo, por lo menos a corto plazo.

Gas Natural – Henry Hub

En 2014 el precio spot del gas Henry Hub promedió 4,41\$/mmBtu, lo que representa un incremento del 17% respecto a 2013. El mayor incremento del precio se experimentó en el primer trimestre del año debido a la combinación en Estados Unidos de una caída de la oferta (menor producción doméstica de gas y niveles de inventarios un 54% por debajo de la media histórica) y un incremento de la demanda por la ola de frío que azotó el país. Esto hizo que en algunas regiones estadounidenses el precio del gas alcanzase máximos históricos: en la zona noreste del país, que cuenta con unas estructuras de aprovisionamiento con cuellos de botella en momentos de mucha demanda, el precio local del gas llegó a situarse en los 120\$/mmBtu a principios de febrero. Por su parte, el Henry Hub llegó a registrar un máximo en el entorno de los 8\$/mmBtu (el día 5 de febrero), un nivel que no se alcanzaban desde septiembre de 2008.

Excluyendo este episodio puntual, el incremento del precio ha sido consecuencia de un incremento generalizado de la demanda por el uso más intensivo del gas en la industria.



Fuente: Bloomberg y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol .

Otro factor relevante durante el año 2014 fue la aprobación de la construcción de cuatro proyectos de exportación de GNL (Sabine Pass, Cameron, Cove Point y Freeport) con una capacidad conjunta de exportación de más de 35 millones de toneladas anuales. La exportación de GNL desde Estados Unidos está prevista que comience en el primer trimestre de 2016.

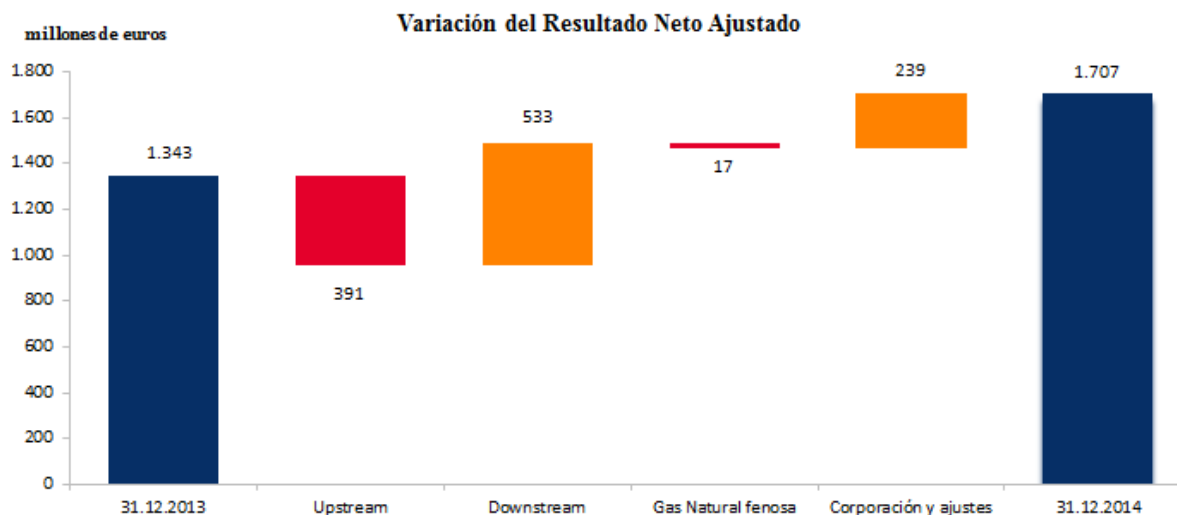
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

RESULTADOS ⁽¹⁾

Millones de euros	2014	2013	Variación
Upstream	589	980	(40%)
Downstream	1.012	479	111%
Gas Natural Fenosa	441	458	(4%)
Corporación y ajustes	(335)	(574)	(42%)
Resultado neto ajustado	1.707	1.343	27%
Efecto patrimonial	(606)	(187)	(224%)
Resultado no recurrente	(86)	(277)	69%
Resultado de operaciones interrumpidas	597	(684)	-
Resultado neto	1.612	195	727%

Desde un punto de vista macroeconómico, los principales factores que han influido en la evolución de los resultados en el ejercicio 2014 han sido el descenso de los precios del crudo y la apreciación del dólar frente al euro, unos tipos de interés bajos y la todavía débil recuperación de la economía.

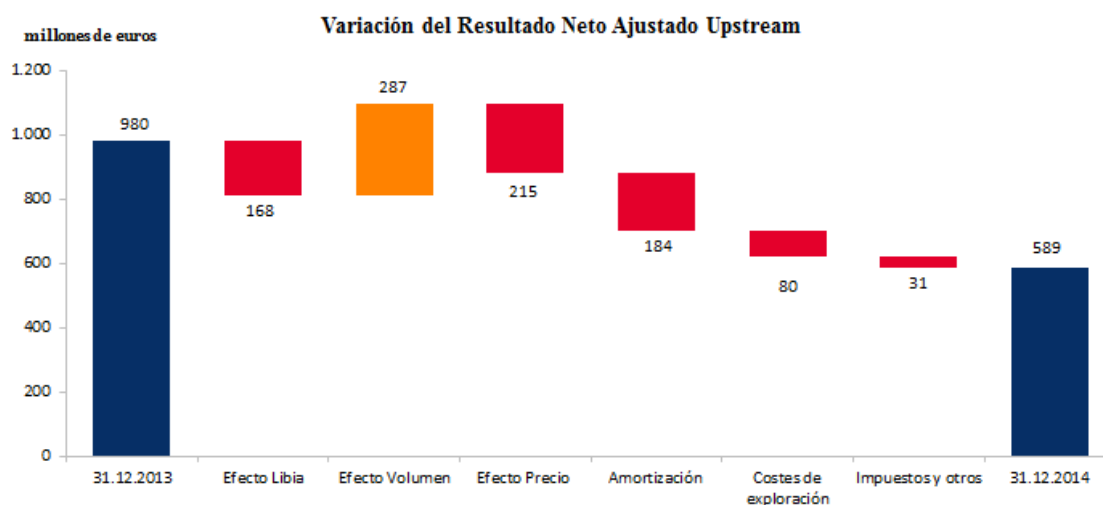
El Resultado Neto Ajustado del ejercicio 2014 ha ascendido a 1.707 millones de euros, un 27% superior al del mismo periodo de 2013. Este aumento se explica por la notable mejora de los resultados de los negocios del segmento *Downstream*, influidos por el mejor entorno internacional, así como del resultado financiero, como consecuencia de la reducción de la deuda neta y el impacto de la apreciación del dólar, que compensaron los peores resultados del *Upstream* derivados de la caída de los precios del crudo y de las interrupciones de la producción en Libia. El EBITDA ha ascendido a 3.800 millones de euros frente a 3.968 en el ejercicio anterior, lo que supone un descenso del 4%.



⁽¹⁾Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "Información por segmentos" de las Cuentas Anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2014. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto las contenidas en el Informe de Gestión 2013. En los ANEXOS I y II de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

Upstream

El resultado neto ajustado en *Upstream* en el ejercicio 2014 ha ascendido a 589 millones de euros frente a los 980 millones de euros del mismo período de 2013 (reducción del 40% respecto del ejercicio 2013).

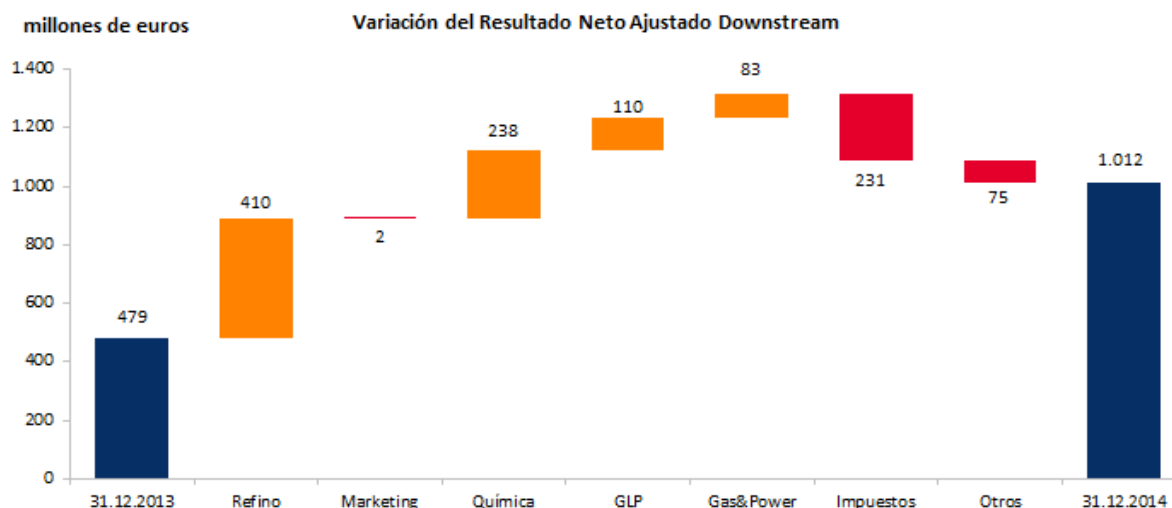


Los principales factores que explican este resultado son:

- El efecto negativo ocasionado por la menor producción en Libia como consecuencia de los conflictos y problemas de seguridad.
- El aumento de la producción en 24,2 Kbp/d, hasta alcanzar 341 Kbp/d (355 Kbp/d considerando Libia, un 2,5% superior a la producción de 2013) principalmente por la mayor producción en Brasil (nuevos pozos en Sapinhoá), la entrada en producción de la Fase II de Margarita en Bolivia (octubre 2013), la puesta en marcha de Kinteroni en Perú, el “*ramp-up*” del proyecto *Mid-continent* en Estados Unidos y la entrada en producción de SK en Rusia.
- La disminución de los precios de realización del crudo y gas, netos del efecto de regalías.
- Las mayores amortizaciones como consecuencia la puesta en producción de los proyectos clave del plan estratégico.
- Los costes de exploración han aumentado en el ejercicio 2014 debido a una mayor amortización de bonos exploratorios y sondeos secos.

Downstream

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el ejercicio de 2014 ha sido de 1.012 millones de euros, lo que supone un aumento del 111% con respecto al mismo periodo de 2013.



Este incremento obedece, principalmente, a (i) la mejora en los márgenes de Refino por la apertura del diferencial de precios de crudos pesados versus ligeros y el fortalecimiento de los diferenciales de las naftas, gasolinás y otros productos no indexados al precio del crudo, todo ello unido a una mayor destilación, (ii) la mejora del resultado en el negocio de Química debido a las medidas de eficiencia y competitividad implementadas en el año junto con un entorno internacional más favorable y un incremento en el volumen de ventas, (iii) el incremento del resultado de los negocios de gas en Norteamérica debido tanto a los mayores volúmenes comercializados como al incremento de los márgenes, y (iv) el impacto positivo de las sentencias que reconocen el derecho de Repsol a ser indemnizado por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios de GLP envasado. El resultado de Marketing se mantiene en línea con el año anterior.

Gas Natural Fenosa

El resultado neto ajustado en el ejercicio 2014 ha sido de 441 millones de euros, frente a los 458 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico y de distribución de gas en España afectados por la nueva regulación (RD-Ley 9/2013 y RD-Ley 8/2014, respectivamente) y el impacto de la depreciación de las monedas locales frente al euro en los negocios de Latinoamérica explican esta disminución. Otros resultados a destacar son el impacto positivo de la reducción del tipo de gravamen del impuesto de sociedades por la Ley 27/2014 (98 millones de euros), la plusvalía por la venta del negocio de telecomunicaciones (56 millones de euros) y el deterioro de los activos de Unión Fenosa Gas y Nueva Generadora del Sur (-153 millones de euros).

Corporación y ajustes

En el ejercicio 2014 se registró un resultado neto negativo de 335 millones de euros, lo que supone una mejora del 42% frente a los 574 millones de euros negativos del mismo periodo de 2013. Esta variación se explica principalmente por la mejora en los resultados asociados al trading de derechos de CO₂ y por la evolución positiva del resultado financiero, debido a la reducción de la deuda y de su coste medio y al efecto positivo de la apreciación del dólar frente al euro, compensado parcialmente por los efectos de la cancelación anticipada de las obligaciones emitidas en el ejercicio 2013 por Repsol, S.A.

Resultado Neto

El resultado neto del ejercicio de 2014 ha sido de 1.612 millones de euros, frente a los 195 del ejercicio anterior. La diferencia entre el resultado neto ajustado y el resultado neto obedece principalmente a los siguientes motivos:

- Efecto patrimonial: este efecto - asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS) - ha sido negativo como consecuencia de la caída de los precios durante 2014 (606 millones de euros después de impuestos).
- Resultados no recurrentes: 86 millones de euros de pérdidas después de impuestos que se corresponden con:
 - (i) La plusvalía obtenida por la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (287 millones de euros) y de la participación en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (57 millones de euros);
 - (ii) El saneamiento de determinados activos y la dotación de provisiones (503 millones de euros), principalmente en el negocio del *Upstream* por el impacto negativo de la evolución de los precios del crudo (ver las Notas 8 y 15 de las Cuentas Anuales Consolidadas 2014); y
 - (iii) El efecto neto positivo de otros resultados no recurrentes (73 millones de euros).
- Resultados de operaciones interrumpidas: 597 millones de euros, que incluyen el resultado por la venta de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (319 millones de euros) y los resultados asociados con la expropiación de YPF, S.A.

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2014 y 2013:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2014	31/12/2013
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽¹⁾ (%)	4,4	5,5
Beneficio por acción (€/acción)	1,17	0,14

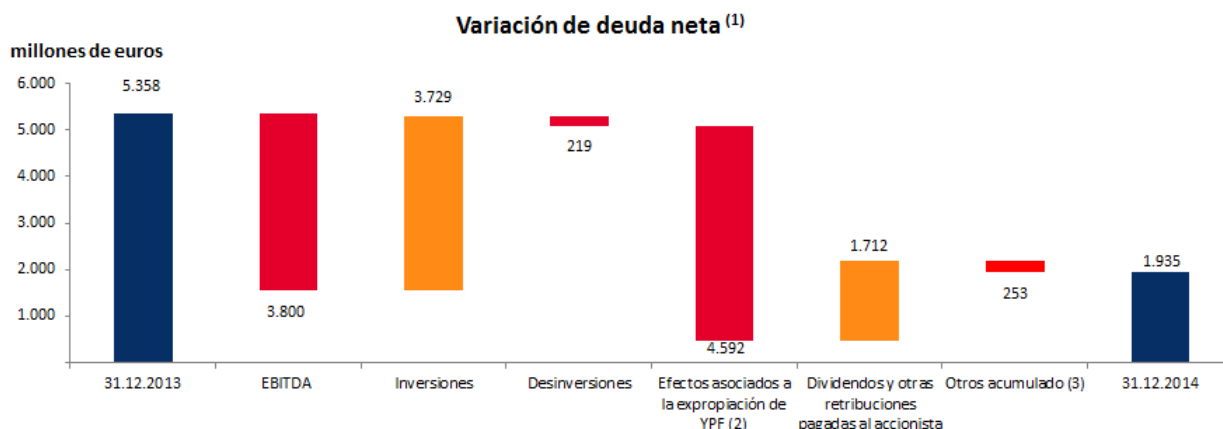
⁽¹⁾ ROACE: (resultado operativo MIFO recurrente después de impuestos + resultado participadas recurrente) / (capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas).

SITUACIÓN FINANCIERA ⁽¹⁾

Durante 2014 Repsol ha continuado con su política de prudencia financiera, lo que ha permitido mejorar sustancialmente la solidez financiera de Repsol. Tras la monetización de los bonos de la República Argentina, las agencias de rating mejoraron la calificación crediticia de Repsol y posteriormente, con el anuncio del acuerdo de compra de Talisman a finales de año, si bien mantuvieron el rating de crédito, revisaron sus perspectivas.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2014 asciende a 1.935 millones de euros frente a los 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2014:



⁽¹⁾ Véase el ANEXO II dónde se describe la composición de la deuda neta, y su reconciliación con la deuda neta con los estados financieros NIIF.

⁽²⁾ Incluye principalmente la venta de bonos de la República Argentina recibidos para pago de la compensación por la expropiación de YPF y la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (Ver apartado 1.2 Fin de la controversia por la Expropiación de YPF en este documento).

⁽³⁾ Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial. Igualmente se incluye los movimientos por operaciones interrumpidas.

Principales operaciones de financiación, vencimiento y cancelaciones

El Grupo mantiene un programa de bonos a medio plazo (European Medium Term Notes “EMTN”) registrado en la Bolsa de Luxemburgo, que le permite acceder con mayor rapidez y flexibilidad a los mercados de capitales y aprovechar oportunidades de inversión privada en condiciones atractivas de plazo y coste. Dicho programa permite emitir hasta un principal total de 10.000 millones de euros. Las principales operaciones de financiación del Grupo realizadas durante 2014, ha sido:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones €)	TIPO	FECHA	VENCIMIENTO
Bonos	Repsol International Finance, B.V.	Euro	500	2,250%	Diciembre	12 años

Adicionalmente, el Grupo mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado por importe máximo de 2.000 millones de euros.

⁽¹⁾ Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “Información por segmentos” de las Cuentas Anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2014. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto las contenidas en el Informe de Gestión 2013. En los ANEXOS I y II de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

Al amparo de este programa, se han realizado las siguientes emisiones en 2014:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones)	TIPO MEDIO %	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.239	0,331%	1.239
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	1.046	0,376%	790
ECP	Repsol International Finance B.V.	Libras esterlinas	5	0,668%	6
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	28	0,068%	23

El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2014 es de 289 millones de euros, 256 millones de dólares y 5 millones de francos suizos.

En los meses de marzo y octubre han vencido dos bonos emitidos por Repsol International Finance, B.V. el 27 de marzo de 2009 y 8 de octubre de 2004 por importe de 1.000 millones de euros cada uno. Dichos bonos, con un cupón del 6,50% y 4,625%, han supuesto en el periodo una disminución del pasivo financiero corriente y una salida de caja de 2.000 millones de euros.

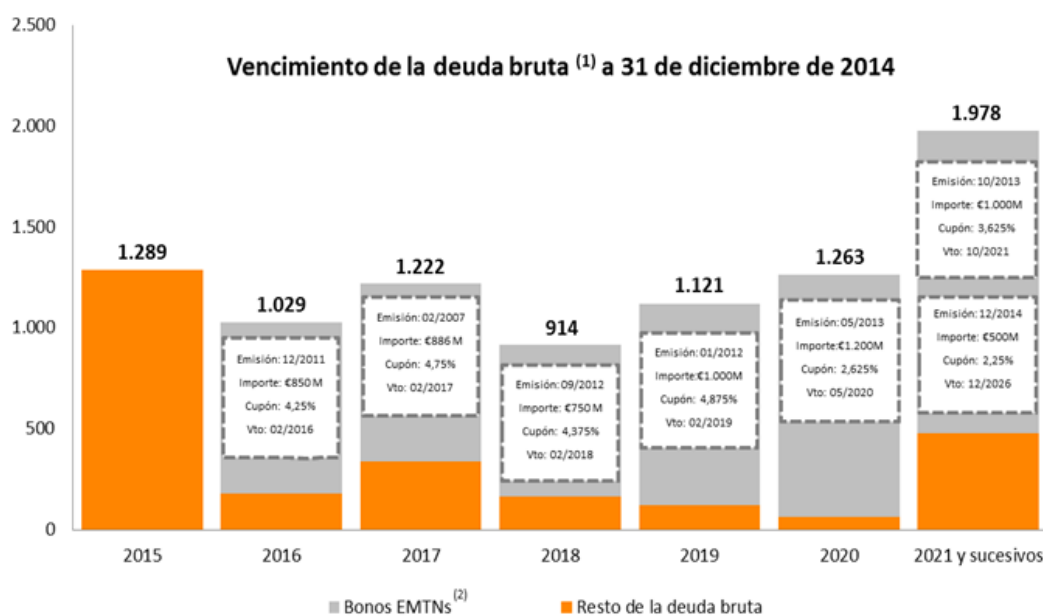
El 1 de julio de 2014 Repsol, S.A. ha cancelado anticipadamente la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013 por importe de 1.458 millones de euros en concepto de principal (a razón de 500 euros por obligación) y 13 millones de euros en concepto de cupón ordinario bruto (a razón de 4,375 euros por obligación).

En diciembre de 2014 Repsol International Capital Ltd ha amortizado anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes Serie B y Serie C por importe de 84 millones de euros, que no se adherieron a la oferta de recompra en 2013.

Para más información de las principales emisiones, vencimientos y cancelaciones de los años 2014 y 2013, véase la Nota 16 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

Vencimientos de la deuda bruta

El perfil de vencimiento de la deuda existente al cierre del ejercicio es el siguiente:



⁽¹⁾ Incluye derivados de tipos de cambio e intereses

⁽²⁾ Emisiones al amparo del programa de bonos a medio plazo “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme” (EMTNs).

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los seis próximos años y cubren el 95% de su deuda bruta (112% si incluimos 1.504 M€ en depósitos con disponibilidad inmediata, recogidos como inversiones financieras atendiendo a su plazo de vencimiento). El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.312 y 3.123 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	2014	2013
Deuda financiera neta (millones de euros)	1.935	5.358
Deuda financiera neta / capital empleado total ⁽¹⁾ (%)	6,4%	16,3%
EBITDA / Deuda financiera neta (x veces)	2,0	0,7

⁽¹⁾ En 2013 incluía el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas que a 31 de diciembre de 2014 ha sido dado de baja como consecuencia de la monetización de la compensación por la expropiación del 51% de YPF (ver apartado 1.2).

Para más información, véase la Nota 17 “Gestión de *riesgos financieros y del capital*” de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

Calificación crediticia

En la actualidad, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
LARGO	BBB-	Baa2	BBB
CORTO	A-3	P-2	F-3
PERSPECTIVA	ESTABLE	NEGATIVA	ESTABLE
FECHA DE LA ÚLTIMA MODIFICACIÓN	18/12/2014	19/12/2014	22/12/2014

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante 2014 no se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias relevantes. Para más información sobre acciones y participaciones en patrimonio propias, véase la Nota 14 “*Patrimonio Neto*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

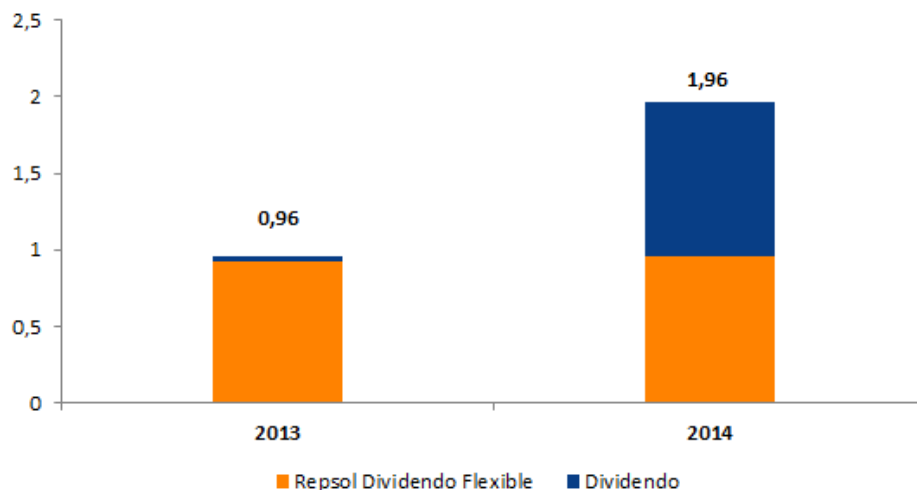
RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene el compromiso de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien el mismo no se encuentra formalizado en una política de reparto de dividendos. En todo caso, la retribución a los accionistas que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En el año 2012 Repsol puso en marcha, por primera vez, el programa de retribución al accionista denominado “Repsol Dividendo Flexible”. Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Este programa permite a los accionistas elegir entre recibir parte o la totalidad de su retribución en acciones liberadas de la sociedad o en efectivo mediante la venta de los

derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Compañía.

La retribución percibida por los accionistas en los ejercicios 2014 y 2013, derivada de los dividendos y del programa “Repsol Dividendo Flexible”, es la siguiente:



La retribución de 0,96 €acción en el ejercicio 2013 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2013 (0,473 y 0,445 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y el dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción pagado en junio de 2013. En consecuencia, Repsol abonó durante 2013 un importe total de 467 millones de euros a los accionistas y entregó 46.293.180 acciones nuevas, por un importe equivalente de 833 millones de euros.

La retribución de 1,96 €acción en el ejercicio 2014 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2014 (0,477 y 0,485 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y un dividendo extraordinario a cuenta de los resultados del ejercicio 2014 de 1 euro bruto por acción. En consecuencia, Repsol ha pagado durante 2014 un importe total de 1.712 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 47.800.482 acciones nuevas, por un importe equivalente de 876 millones de euros.

Asimismo, en enero de 2015, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 245 millones de euros (0,472 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 24.421.828 acciones, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

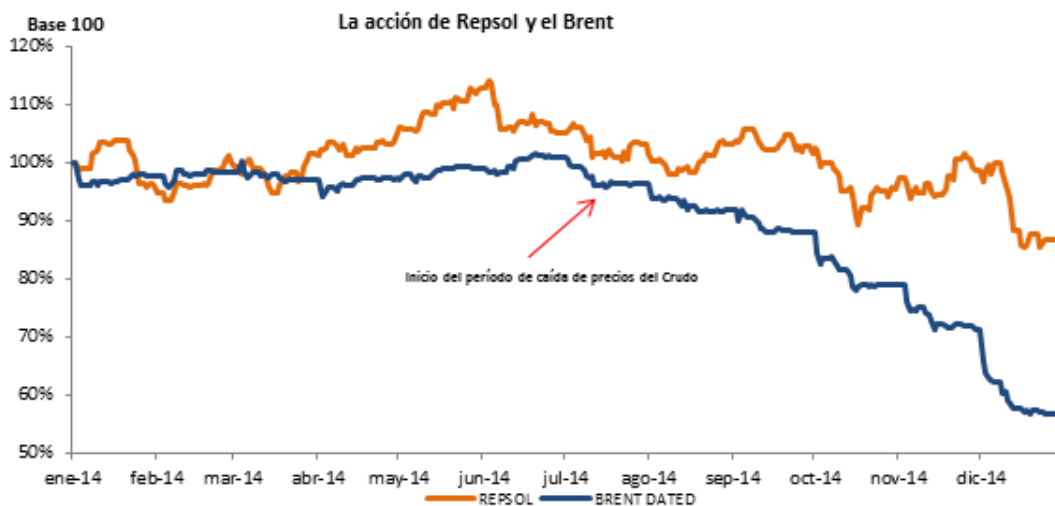
A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa “Repsol Dividendo Flexible”, mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario.

Para información adicional sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “Repsol Dividendo Flexible”, véase los apartados “4. Retribución al accionista” y “1. Capital social” de la Nota 14 “Patrimonio Neto” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondiente al ejercicio 2014.

NUESTRA ACCIÓN

Durante el ejercicio 2014 el comportamiento de los principales mercados europeos ha estado marcado por la volatilidad causada por la incertidumbre macroeconómica y la evolución de los precios del crudo. El índice Ibex 35 ha cerrado con un revalorización del 3,7%, tras perder un 6,6% en la segunda mitad del año.

Durante el 2014 el Brent y el WTI, principales crudos de referencia, perdieron un 44% y un 46% respectivamente. Esta caída se vio acentuada tras la reunión de la OPEP del mes de noviembre en que esta organización decidió mantener las actuales cuotas de producción.



Nota: Fuente Bloomberg. Precio de Crudo Brent "spot".

La exitosa monetización de los bonos recibidos en compensación por YPF impulsó la cotización de Repsol durante el primer semestre del año, y la compañía anunció el pago de un dividendo extraordinario de un euro por acción. Durante el segundo semestre, la caída de los precios del crudo en la última parte del año se tradujo en una caída de las cotizaciones del sector.

Repsol cerró el año con una caída del 15,1% mientras que sus comparables del sector petrolero europeo se devaluaron de media más de un 16%. La resistencia a entornos de precios más desfavorables que otorga la integración entre el *Downstream* y el *Upstream* de Repsol ha permitido a la compañía este mejor comportamiento en un entorno de caída de precios. Además, la compañía se situó entre las mejores del sector en rentabilidad total para el accionista, con la mayor rentabilidad por dividendo de entre todos sus comparables.



Nota: Fuente Bloomberg. Media del sector formada por BP, ENI, Total, Shell, OMV, Galp y Statoil.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2014 y 2013 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2014	2013
Retribución al accionista (€/acción) ⁽¹⁾	1,96	0,96
Cotización al cierre del ejercicio ⁽²⁾ (euros)	15,55	18,32
Cotización media del ejercicio (euros)	18,40	17,54
Precio máximo del periodo (euros)	20,91	19,78
Precio mínimo del periodo (euros)	15,55	15,15
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.350	1.302
Capitalización bursátil al cierre del período (millones de euros) ⁽³⁾	20.990	23.861
PER ⁽⁴⁾	13,2	122,1
Rentabilidad por dividendo pagado ⁽⁵⁾ (%)	10,7	6,3
Valor en libros por acción ⁽⁶⁾ (euros)	20,69	20,89

⁽¹⁾ La Retribución al Accionista incluye, para cada ejercicio, los dividendos pagados y el precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible".

⁽²⁾ Precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

⁽³⁾ Precio de cotización de la acción al cierre x Número de acciones en circulación.

⁽⁴⁾ Precio de cotización de la acción al cierre / Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

⁽⁵⁾ Retribución por acción de cada ejercicio / Cotización a cierre del ejercicio anterior.

⁽⁶⁾ Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante / Número de acciones en circulación al cierre del período.

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1) UPSTREAM

Nuestras actividades

El área de *Upstream* de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y con el medio ambiente. Las actividades de exploración y producción son:

- **Nuevas áreas:** Identificación y entrada en nuevos proyectos (crecimiento orgánico o inorgánico).
- **Exploración:** Actividades de geología, sísmica, geofísica y perforación de sondeos exploratorios en la búsqueda de recursos de hidrocarburos.
- **Evaluación:** Perforación de sondeos de evaluación, definición de las recursos descubiertos y determinación de su comercialidad.
- **Desarrollo:** Perforación de los pozos productivos e instalaciones para la puesta en producción de las reservas.
- **Producción:** Explotación comercial de hidrocarburos.

Principales magnitudes

	2014	2013
Dominio minero no desarrollado Neto (Km ²)	188.278	223.363
Dominio minero desarrollado Neto (Km ²)	1.035	880
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	441	422
Reservas de gas natural (Mbep)	1.098	1.093
Ratio de reemplazo de reservas (%)	118	275
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)(\$/bep) ⁽¹⁾	13,6	11,5
Producción neta de hidrocarburos día (Kbep/d)	355	346
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	79,6	88,7
Precio medio de realización de gas (\$/kscf)	3,8	4,0
Coste de extracción ⁽²⁾ (net lifting cost - \$bbl)	5,3	5,0
Finding cost (media trianual) (\$/bep) ⁽³⁾	8,4	6,0

(1) Coste Reemplazo Reservas: Inversión Total (sin Almac. de Gas ni Licuación ni Regasificación ni Otras Inversiones) /Adición Reservas Netas (sin venta Reservas)

(2) Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta

(3) Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración) / Descubrimientos y Extensiones

Nuestro desempeño en 2014

Millones de euros	2014	2013	Variación
Norteamérica y Brasil	145	90	61%
Norte de África	25	227	(89%)
Resto del mundo	419	663	(37%)
Resultado Neto Ajustado	589	980	(40%)
EBITDA	2.667	3.054	(13%)
Inversiones de explotación⁽¹⁾	2.843	2.317	23%
Costes de exploración	734	654	12%
Tipo Impositivo Efectivo	49,8	46,7	7%

⁽¹⁾ La inversión en desarrollo representó el 58% del total y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (26%), Venezuela (22%), Trinidad y Tobago (18%), Brasil (18%) y Bolivia (7%). La inversión en exploración representó un 37%, del total y han sido realizadas principalmente en EE.UU. (34%), Angola (17%), España (9%), Brasil (8%), Rusia (5%), Rumania (4%), Namibia (3%) y Colombia (3%).

Principales acontecimientos del periodo

- **Campaña exploratoria:** se ha concluido en 2014 la perforación de **24 sondeos exploratorios**, 4 con resultado positivo, 14 negativos y 6 que a 31 de diciembre se encontraban en evaluación. Al final del año 2014 se encontraban en curso 10 sondeos exploratorios. Adicionalmente, se han incorporado al **dominio minero** 28 nuevos bloques de exploración, que suponen un total de nueva superficie exploratoria bruta de 38.218 km².
- A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás el **acuerdo de venta del 10% de participación de Repsol en el gaseoducto "Transportadora de Gas del Perú" (TGP)**. TGP es la empresa responsable del transporte del gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea a la planta de licuefacción de Perú LNG situada en Pampa Melchorita y hasta la ciudad de Lima.
- El 8 de enero de 2014 **finalizó**, según lo establecido en el mismo, el **contrato de servicios en el bloque Reynosa-Monterrey en México** y se procedió a la entrega de las instalaciones a la compañía nacional con todos los compromisos cumplidos.
- A finales de marzo, **comenzó la producción de gas en el campo de Kinteroni** (Bloque 57) en Perú, uno de los diez proyectos clave del Plan Estratégico de la compañía para el periodo 2012-2016. Repsol es el operador del proyecto con una participación del 53,84%. El Bloque 57 se sitúa al este de la Cordillera de los Andes, una de las zonas gasíferas más prolíficas a nivel exploratorio de Perú.
- También en marzo de 2014 se **terminó con resultado positivo el sondeo exploratorio Gabi -1 en Rusia** en el bloque Karabashsky 1 operado por Repsol con el 100% de participación. Este importante **descubrimiento se añade al realizado con el sondeo Gabi-3** en el bloque Karabashsky 2 también operado por Repsol con el 100% de participación. Los bloques se sitúan en Siberia Occidental y con estos dos importantes descubrimientos se demuestra su gran potencial de hidrocarburos.

- El rig “*Rowan Renaissance*” buque de perforación de última generación para aguas ultraprofundas, de los más modernos y seguros del mundo contratado en 2012 para su construcción, **inició sus operaciones de perforación en abril**.
- El 15 de mayo en Argel, el Groupement Reggane, un consorcio formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International, operador del desarrollo del Proyecto Reggane Nord en Argelia, que incluye los campos de Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sur, Azrafil Sureste, Sali y Tiouliline, **firmó el contrato de Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie del Proyecto**, ubicado en el suroeste del Sahara argelino. Este paso es un hito importante dentro de los trabajos de desarrollo de este proyecto estratégico de la compañía, que iniciará la producción de gas previsiblemente en el segundo trimestre de 2017.
- En el segundo trimestre del año se **acordó la entrada de las compañías Total con un 35% y de BG con un 30% en el bloque exploratorio en las aguas de Aruba**. Repsol mantiene la operación del bloque con el 35% de participación.
- En el marco de los trabajos adicionales de perforación en el **activo productivo TSP** (Teak, Samaan y Pou) **en las aguas de Trinidad y Tobago**, se anunció en julio el **descubrimiento de volúmenes adicionales de hidrocarburos** con el pozo de evaluación/appraisal TB14. El pozo se encuentra al norte del campo Teak. Adicionalmente **el pozo TB13 inició su producción** en junio. Repsol es la compañía operadora del activo con un 70% de participación.
- En el *North Slope* de Alaska se terminaron **dos sondeos de evaluación/appraisal con resultado positivo** (Qugruk-5 y Qugruk-7) en el segundo trimestre de 2014, dentro de los trabajos de evaluación y exploración que se están realizando en el Área.
- A mediados de 2014 se comunicó a las autoridades brasileñas el **descubrimiento** en el bloque BM-C-33 de una importante **columna de hidrocarburos** con el sondeo exploratorio Seat- 2 en las **aguas profundas** de la cuenca de Campos. El sondeo se perforó con el buque de perforación de séptima generación “*Ocean Rig Mylos*”. Repsol Sinopec Brasil (35%) es la compañía operadora del bloque.
- El test de producción (DST) realizado en la primera mitad de 2014 en el **descubrimiento Sagitario** en el bloque BM-S-50 confirmó el **alto potencial del reservorio**, ubicado en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino Brasileño.
- En el marco del Plan de Desarrollo del **campo Sapinhoá**, otro de los grandes proyectos estratégicos de la compañía, situado en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la cuenca de Santos en Brasil, en **julio de 2014** se puso en producción el cuarto pozo lo que permitió alcanzar el “plateau” **de producción de 120.000 bep/d en el área Sur**, a través de la FPSO (Floating Production Storage and Offloading) “Cidade de São Paulo”. Repsol Sinopec Brasil participa en este importante proyecto en el presalino brasileño con un 25%, en asociación con Petrobras (45% y operador) y BG (30%).
- En agosto de 2014 el Gobierno de Perú aprobó la **venta del 55% de participación de Repsol en el bloque 39** a la compañía Perenco.
- En el tercer trimestre de 2014 en Rusia finalizaron **3 sondeos de exploración y evaluación/appraisal con resultado positivo** en los **bloques Karabashsky**. Se trata de los sondeos de evaluación 31-P y 32-P y del sondeo exploratorio K-3.
- En octubre de 2014 se comunicó el importante **descubrimiento de petróleo realizado con el sondeo exploratorio León**, situado en las aguas ultraprofundas del Golfo de México estadounidense. Repsol es la compañía operadora con el 60% de participación.
- A mediados de noviembre de 2014 se puso en **producción** el primer pozo en el **área Norte de Sapinhoá** con la FPSO “*Cidade de Ilhabela*” dentro del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9, **en Brasil**. Se espera que a finales de 2015 se alcance el “plateau” de producción de 150.000 bep/d en este área Norte.
- En noviembre de 2014 se inició la **perforación del sondeo exploratorio Sandía-1x en los bloques “Canarias 1-9”** con el rig “*Rowan Renaissance*”. Tras el análisis de las muestras obtenidas, se confirmó la existencia de gas pero sin el volumen ni la calidad suficientes para valorar una posible extracción.
- En el cuarto trimestre del año se terminó el **segundo sondeo de evaluación/appraisal del descubrimiento Buckskin** con resultado **positivo**, en las aguas profundas del **Golfo de México** estadounidense.
- A principios de diciembre de 2014 se anunció un **descubrimiento exploratorio** en las aguas profundas de **Colombia** con el sondeo Orca-1 en el bloque Tayrona, participado por Repsol con un 30%. El sondeo se encuentra en evaluación de los resultados obtenidos.
- Durante el año 2014 se produjeron en **Libia paradas totales o parciales** de producción no programadas por motivos de seguridad y por bloqueos en la línea de exportación, debidos a la situación de inestabilidad en el país. Esto ha reducido la producción en el período en un 54% respecto a 2013.
- El 15 de diciembre el Consejo de administración acordó adquirir el **100% de las acciones del capital de Talisman Energy Inc.** una compañía canadiense, véase el apartado 1.3 “*Adquisición de Talisman Energy*”.

5.1.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL UPSTREAM

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

Al cierre del ejercicio 2014, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 29 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 22 de ellos.

Las siguientes tablas muestran la información de dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo de Repsol por área geográfica:

(km2)	Dominio minero desarrollado y no desarrollado (2014)			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
Europa	22	17	64.743	28.736
Latinoamérica	1.945	534	115.292	48.896
Brasil	121	11	3.164	432
Perú	197	26	27.743	11.966
Trinidad y Tobago	181	66	7.971	3.326
Venezuela	783	187	2.208	667
Resto de países América del Sur	663	244	66.416	30.947
América Central	-	-	7.790	1.558
América del Norte	1.907	172	29.439	9.140
África	803	204	93.712	56.052
Asia	221	108	55.043	39.807
Oceanía	-	-	12.548	5.647
Total	4.898	1.035	370.777	188.278

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos productivos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Incluye también la superficie exploratoria.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Dominio minero												
	N° de bloques (1)				Área bruta (km2) (2)				Área neta (km2) (2)			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	10	10	50	49	399	399	64.367	64.301	332	332	28.420	32.334
Latinoamérica	52	51	20	20	17.547	17.294	99.690	103.642	5.759	5.724	43.671	55.531
Brasil	4	3	4	4	1.185	956	2.100	2.801	147	113	296	363
Perú	2	2	3	5	2.020	2.020	25.920	36.961	202	202	11.790	15.789
Trinidad y Tobago	7	7	1	1	5.579	5.579	2.574	2.574	2.363	2.363	1.030	1.030
Venezuela	8	8	-	-	2.990	2.990	-	-	853	853	-	-
Resto de países de América del Sur	31	31	10	10	5.773	5.749	61.306	61.306	2.194	2.193	28.997	38.349
América Central	-	-	2	-	-	-	7.790	-	-	-	1.558	-
América del Norte	6	7	498	517	10.168	18.208	21.178	22.908	919	2.009	8.393	9.089
África	4	4	13	34	12.059	12.059	82.457	140.607	2.564	2.564	53.693	79.815
Asia	19	16	22	21	2.082	2.076	53.180	41.043	1.022	1.018	38.893	23.279
Oceanía	-	-	1	1	-	-	12.548	12.548	-	-	5.647	12.548
Total	91	88	604	642	42.255	50.036	333.420	385.049	10.596	11.647	178.717	212.596

(1) El número de bloques no incluye el activo no convencional *Mississippian Lime* en Estados Unidos.

(2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones. Incluye aquel dominio minero en desarrollo y en producción.

Pozos exploratorios ⁽¹⁾ terminados y en curso										
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	-	-	1	4	1	-	2	4	3	-
Latinoamérica	1	2	3	6	2	-	6	8	2	-
Brasil	1	1	1	4	-	-	2	5	1	-
Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Trinidad y Tobago	-	-	1	-	1	-	2	-	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	-	1	1	1	1	-	2	2	-	-
América Central	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-
América del Norte	1	3	1	1	1	-	3	4	2	-
África	-	2	7	3	2	-	9	5	2	2
Asia	2	1	2	1	-	-	4	2	1	2
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4	8	14	15	6	-	24	23	10	4

(1) No incluyen los sondeos de evaluación/*appraisal*. En 2014 se terminaron 10, de los cuales 8 tuvieron resultado positivo. Por otro lado se mantenía 1 sondeo en curso.

	Pozos de desarrollo terminados							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	78	95	5	6	8	6	91	107
Brasil	9	4	-	-	-	-	9	4
Perú	1	1	-	-	-	-	1	1
Trinidad y Tobago	5	5	-	-	2	2	7	7
Venezuela	28	29	3	-	5	1	36	30
Resto de países de América del Sur	35	56	2	6	1	3	38	65
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	471	406	1	-	1	1	473	407
África	8	23	-	-	-	-	8	23
Asia	34	31	3	2	-	6	37	39
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	591	555	9	8	9	13	609	576

PRODUCCIÓN

La producción neta media del año 2014 (355 Kbp/d) ha sido un 2,5 % superior a la del 2013 (346 Kbp/d). El incremento se debe a la conexión de 4 pozos productivos adicionales en Sapinhoá en 2014, a la entrada en producción de Kinteroni a finales de marzo 2014, a los trabajos de perforación de desarrollo de Midcontinent y a la entrada en producción de la Fase II de Margarita y de SK en Rusia en octubre y febrero de 2013, respectivamente. El incremento se ha compensado parcialmente por la interrupción de la producción en Libia durante más de 220 días en el año.

La producción media en Libia del año 2014 fue de 13,3 kbp/d frente a los 42,3 kbp/d del año 2012 donde no hubo interrupciones en la producción. La producción media diaria en Libia en 2013 donde también hubo paradas de producción fue de 28,8 kbp/d, es decir en 2014 la producción se redujo en Libia un 54% sobre la de 2013, que tampoco fue la producción normal.

	Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica						Pozos productivos por área geográfica			
	Líquidos (Mbbbl)		Gas natural (bcf)		Total (Mbep)		Petróleo		Gas	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	2	2	1	1	2	3	9	10	1	1
Latinoamérica	27	24	412	395	101	94	1.113	1.098	199	180
Brasil	6	3	3	*	6	3	21	17	-	-
Perú	4	4	53	40	14	11	-	-	27	20
Trinidad y Tobago	4	4	244	253	49	49	101	97	55	47
Venezuela	5	5	48	47	13	13	367	366	27	25
Resto de países de América del Sur	8	8	64	54	19	18	624	618	90	88
América del Norte	10	10	14	9	13	11	1.128	811	-	-
África	6	11	11	11	7	13	238	248	83	83
Asia	4	4	14	8	6	5	379	362	8	7
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	49	51	452	424	129	126	2.867	2.529	291	271

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2014		A 31 diciembre 2013	
	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas
	(\$/Bbl)	(\$/Boe)	(\$/Bbl)	(\$/Boe)
Europa	101,75	62,66	108,12	63,27
América del Sur	76,27	21,65	82,18	22,41
América del Norte	91,55	27,42	102,36	28,78
África	97,42	-	108,51	-
Asia	47,21	9,28	60,13	10,69
Total	79,58	21,52	88,68	22,46

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas y en desarrollo del área de *Upstream* de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2014, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Productivo /en desarrollo	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
España	Lubina	100%	Productivo	O	L
España	Casablanca-Montanazo	68,67%	Productivo	O	L
España	Boquerón	61,95%	Productivo	O	L
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,0%	Productivo	NO	L-G
Trinidad y Tobago	TSP	70,0%	Productivo	O	L-G
Trinidad y Tobago	5B Manakin	30,0%	En desarrollo	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	Productivo	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Lapa)	15,00%	En desarrollo	NO	L
Brasil	Albacora Leste	6%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	Productivo	O	L-G
Bolivia	Sabalo	24,46%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	Productivo	NO	L-G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	Productivo	NO	L
Colombia	Cosecha	17,50%	En desarrollo	NO	L
Ecuador	Bloque 16	35,00%	Productivo	O	L
Ecuador	Tivacuno	35,00%	Productivo	O	L
Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni)	53,84%	Productivo	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	En desarrollo	O	G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	Productivo	O	G
Venezuela	Yucal Placer	15,00%	Productivo	NO	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Quiriquire	40,00%	Productivo	O	L-G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	Productivo	O	L
América del Norte					
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	Productivo	NO	L-G
Estados Unidos	Mississippian Lime	8,78%	Productivo	NO	L-G

África					
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Productivo	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	En desarrollo	O	G
Libia	NC-115	20,00%	Productivo	O	L
Libia	NC-186	16,00%	Productivo	O	L
Asia					
Rusia	SK	49,00%	Productivo	O	L-G
Rusia	YK	49,00%	En desarrollo	O	G
Rusia	SNO	49,00%	Productivo	O	L
Rusia	TNO	49,00%	Productivo	O	L

RESERVAS

Al cierre de 2014, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.539 Mbep, de los cuales 441 Mbep (29%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.098 Mbep (71%), a gas natural.

<i>Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo</i>	Reservas probadas	
	2014	2013
Europa	3	4
América del Sur	1.311	1.287
América del Norte	60	46
África	125	139
Asia	40	39
Oceanía	-	-
TOTAL	1.539	1.515

En 2014, la evolución de las reservas fue positiva, con una incorporación total de 153 Mbep, procedentes principalmente de extensiones y descubrimientos en Perú y Brasil, y revisiones de estimaciones previas en Trinidad y Tobago, EE.UU. y Brasil. En 2014, se consiguió un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 118% (2013 275% y 2012 204%) para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (139% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 106% en gas natural), en línea con los objetivos de largo plazo, incorporando recursos que fortalecen significativamente el crecimiento futuro.

5.1.2. ACTIVIDADES EN LAS PRINCIPALES ZONAS GEOGRÁFICAS

NORTEAMÉRICA

EE.UU

La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran materialidad, en ambos casos tanto *onshore* como *offshore*, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas de crecimiento de la compañía. Repsol participa en Estados Unidos en 497 bloques, así como en los activos no convencionales de Mississippian Lime.

En el primer trimestre del año, el Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) dentro del Lease Sale 231 del Golfo de México adjudicó el bloque Walker Ridge 557 al consorcio formado por Repsol (40%) y Marathon (60% y operador).

- En el segundo trimestre de 2014 en el North Slope de Alaska se terminaron dos sondeos de evaluación/appraisal con resultado positivo (Qugruk-5 y Qugruk-7). Dentro del marco de los trabajos de evaluación y exploración del Área también se perforó en 2014 el sondeo exploratorio Tuttu-1 que se encuentra en evaluación. Los buenos resultados obtenidos a la fecha tras los tres descubrimientos realizados en 2013 y la información que se obtendrá en la próxima campaña de perforación, permitirán definir un primer plan de desarrollo de los recursos encontrados en Alaska North Slope.

En 2014 se incorporaron al dominio minero oficial 16 nuevos bloques exploratorios en el North Slope de Alaska donde Repsol es la compañía operadora con el 70% de participación.

- En octubre de 2014 se anunció un importante descubrimiento de petróleo de buena calidad en las aguas ultraprofundas del Golfo de México estadounidense con el pozo exploratorio León. Repsol con el 60% de participación es la compañía operadora del Área. León es uno de los pozos más profundos operados por Repsol (9.684 metros) y demuestra la capacidad tecnológica de Repsol en aguas profundas. El pozo descubrió un almacén neto (net pay) de petróleo de más de 150 metros de espesor, dentro de una columna de más de 400 metros y se ha perforado bajo una lámina de agua de unos 1.900 metros.
- En el cuarto trimestre del año se terminó el segundo sondeo de evaluación/appraisal del descubrimiento Buckskin con resultado positivo. El descubrimiento de Buckskin se realizó en 2009 y los positivos resultados tanto de este segundo como del primer sondeo de evaluación llevado a cabo en 2011 demuestran el gran potencial del yacimiento. A finales de 2014 se terminó la perforación del sondeo Buckskin North con resultado negativo.
- En el activo de recursos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime, entre los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el importante acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, se continuó en 2014 con la intensa campaña de perforación con más de 400 pozos productores perforados en el año, permitiendo incrementar la producción obtenida en este activo compensando de manera positiva el declino natural de los pozos de este tipo de activos productivos no convencionales.

Canadá

- En el primer trimestre de 2014 se procedió a la reversión del bloque EL-1111 operado por la compañía Husky y donde Repsol tenía un 33% de participación.

LATINOAMÉRICA

Brasil

Los descubrimientos exploratorios realizados en Brasil en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), creando la sociedad Repsol Sinopec Brasil, refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo y una de las claves de crecimiento en el área de Upstream de Repsol. La compañía tiene en Brasil un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos Sapinhoá y Albacora Leste y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33 y BM-S-50.

- En 2014 se pusieron en producción tres nuevos pozos en el campo Sapinhoá en el área Sur, en el bloque BM-S-9 en el presalino de las aguas profundas de la cuenca de Santos. La explotación comercial de Sapinhoá se inició en enero de 2013 cuando comenzó el inicio de la producción del primer pozo productor. El segundo pozo comenzó a producir a mediados de febrero de 2014, el tercero en abril y el cuarto en julio de 2014. La puesta en producción del cuarto pozo en julio de 2014 permitió alcanzar la capacidad máxima de 120.000 bbl/d de la primera FPSO (Floating production storage and offloading) “Cidade de São Paulo. A mediados de noviembre de 2014 se puso en producción el Área Norte de Sapinhoá con la FPSO “Cidade de Ilhabela”. Se espera que a finales de 2015 se alcance también el plateau de producción de 150.000 bbl/d en este área Norte del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9.
- En junio se presentó a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP), el Plan de Desarrollo del Área nordeste del otro gran descubrimiento en el Bloque BM-S-9, Lapa, anteriormente denominado Carioca. Se estima que el inicio de producción en el campo Lapa se produzca a finales de 2016.
- A mediados de 2014 en el bloque BM-C-33, se comunicó a la ANP, el descubrimiento de una importante columna de hidrocarburos con el sondeo exploratorio Seat-2 en las aguas profundas de la cuenca de Campos, dentro del plan de evaluación de los tres descubrimientos realizados hasta la fecha (Pão de Açúcar en 2012, Gávea en 2011 y Seat en 2010). El sondeo se perforó con el buque de perforación de séptima generación “Ocean Rig Mylos”. Los tres yacimientos representan uno de los mayores descubrimientos hechos hasta el momento en el presalino de la Cuenca de Campos. El Bloque BM-C-33 es operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en colaboración con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

En enero de 2015 se comunicó a la ANP los buenos resultados preliminares del primer pozo de evaluación/appraisal en el descubrimiento Pão de Açúcar en el bloque BM-C-33. El sondeo de evaluación se encuentra en la fase final de perforación.

- Durante la primera mitad de 2014 se realizó en el pozo Sagitario en el bloque BM-S-50 un test de producción (DST) con muy buenos resultados que confirmaron el alto potencial del reservorio, situado en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino de Brasil.
- En el campo productivo Albacora Leste participado con un 10% por Repsol-Sinopec, se presentó a las autoridades del país (ANP), a finales del año, la solicitud de extensión del Contrato de Concesión del campo por 27 años más (de 2025 a 2052).

Bolivia

- En el importante proyecto estratégico de crecimiento de Margarita-Huacaya en 2014 se alcanzaron picos de producción de gas de 16,5 Millones de metros cúbicos diarios (Mm³d), superando la producción de 15 Mm³d alcanzada desde enero de 2014. El plateau de 14 Mm³d inicialmente planificado alcanzar en octubre 2014 fue logrado en octubre de 2013, es decir con un año de anticipación. También se ha aprobado la Fase III, que permitirá alcanzar una producción

total de 18 Mm³/d en el primer trimestre de 2016. El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%.

Perú

- A finales de marzo comenzó la producción del campo de gas Kinteroni, situado en el Bloque 57 en la cuenca Ucayali-Madre de Dios al este de la Cordillera de los Andes, una de las zonas gasíferas más prolíficas a nivel exploratorio de Perú. El descubrimiento de Kinteroni se produjo en enero de 2008 y fue uno de los mayores hallazgos del mundo ese año. Repsol es el operador del proyecto con una participación del 53,84% y realizó en 2012 con el pozo Sagari, otro gran hallazgo en esta zona. A finales de año se hizo efectiva la entrada de la compañía CNPC en el área remanente exploratoria del Bloque 57 con la consecuente recuperación de los costes pasados. La participación de CNPC es del 46,16%.
- En el primer trimestre de 2014, Repsol materializó el acuerdo con Enagás para la venta de su 10% de participación en el gaseoducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP), que es la empresa responsable del transporte del gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea a la planta de licuefacción de Perú LNG situada en Pampa Melchorita y hasta la ciudad de Lima. Repsol vendió su participación en la planta de licuefacción como parte de la venta de activos de GNL.
- También en el primer trimestre el Ministerio de Energía y Minas de Perú (MEM) aprobó el ingreso de Pluspetrol en el bloque 76, con un 30% de participación. Este bloque se encuentra en su tercer periodo exploratorio. Tras la entrada de Pluspetrol el bloque 76 pasa a estar formado por Hunt Oil (35% y operador), Repsol Exploración (35%) y Pluspetrol (30%).
- En agosto de 2014 el Gobierno de Perú aprobó la venta del 55% de participación de Repsol en el bloque 39 a la compañía Perenco. El bloque queda conformado por Perenco (55% y operador), JV Petrovietnam (35%) y Reliance (10%).
- En 2014 el suministro de gas natural a la planta de licuación de Peru LNG procedente de la región de Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10% en los bloques 56 y 88, continuó con normalidad. En estos bloques la producción está destinada al mercado local, además de al abastecimiento de Perú LNG. En marzo de 2014 se inició la producción del campo Mipaya en el bloque 56.

Venezuela

- En el importante proyecto de desarrollo del campo de gas Perla, situado en el bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela, el consorcio (Repsol 32,5%, ENI 32,5% y PDVSA 35%) continuó en 2014 avanzando en el plan de desarrollo. El plan de desarrollo de este proyecto clave contempla tres fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscf/d). Adicionalmente, se prevé una última fase para alcanzar 1.200 Mscf/d. La primera fase de 150 Mscf/d se estima que se pondrá en producción en el segundo trimestre de 2015.
- Entre otros trabajos, en el año 2014 se completó la preparación del emplazamiento de las instalaciones en tierra, se iniciaron los trabajos de instalación de la planta para procesar 150 Mscf/d y se avanzó en los trabajos de construcción de los gasoductos y ducto de condensados en tierra. Se concluyeron las actividades de instalación de las líneas submarinas de producción desde las plataformas a tierra (gasoducto principal) y líneas de flujo submarinas. En el cuarto trimestre se alcanzó la profundidad objetivo en el pozo offshore Perla 6 y el taladro jackup continuará perforando todo el año 2015.
- En 2014 también se avanzó en los trabajos de desarrollo de Carabobo, un proyecto de crudos pesados clave de crecimiento en Venezuela y donde Repsol tiene una participación del 11%. En 2014 se finalizó el FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de

Upstream, se terminó la campaña sísmica y se continuó con la campaña de perforación de pozos estratigráficos con el objetivo de obtener información geológica de las formaciones.

A finales de diciembre de 2012, se anunció el inicio de producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. A finales de diciembre de 2014 la producción bruta alcanzó a 12.000 bbl/d de crudo extrapesado.

Trinidad y Tobago

- En julio de 2014, Repsol anunció un nuevo descubrimiento de hidrocarburos en el bloque productivo marino TSP dentro del campo Teak. El hallazgo se produjo con el pozo de evaluación/appraisal TB14 y supone una extensión al norte del campo Teak, Repsol es el operador en TSP con un 70% de participación. El pozo de evaluación TB14 se sumó a la puesta en marcha en el mes de junio del pozo de desarrollo TB13.
- También en 2014 se produjo un nuevo descubrimiento con el pozo Arima-2 en TSP, que se encuentra actualmente en evaluación.
- En agosto se anunció el lanzamiento del proyecto de gas offshore Juniper en el activo bpTT, sociedad participada por la compañía BP (70% y operador) y Repsol (30%). Se estima que en el año 2017 se inicie la producción de este proyecto.
- Durante 2014 se produjeron en los activos de bpTT paradas de producción programadas por trabajos de perforación y mantenimiento

Otros países de Latinoamérica

- En **Colombia**, en agosto, dentro de la Ronda Licitatoria 2014, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) adjudicó a Repsol con el 33,34% de participación y como operador, el bloque exploratorio COL-4. Se espera que el bloque se incorpore oficialmente al Dominio Minero de la compañía durante el primer semestre de 2015.

Se firmó con la compañía Statoil durante el tercer trimestre del año su entrada con el 10% de participación en el bloque marino Tayrona y con un 20% en Guajira Offshore-1. Repsol mantiene un 20% en el bloque Tayrona operado por Petrobras y un 30% en el bloque Guajira Offshore-1 operado por Repsol.

A principios de diciembre de 2014 se anunció un descubrimiento de gas en las aguas profundas del Caribe colombiano en el bloque Tayrona. El sondeo exploratorio Orca-1 alcanzó una profundidad de 4.240 metros con una lámina de agua de 674 metros. Los socios del bloque analizarán los resultados del sondeo y la información sísmica adquirida para determinar el potencial gasífero y la viabilidad económica del bloque.

- En **Ecuador**, en los bloques 16 y Tivacuno donde Repsol es la compañía operadora bajo la modalidad de Contrato de Servicios se continuaron con normalidad en 2014 las tareas de producción. En diciembre de 2013 se suscribió el Contrato Modificadorio del Bloque 16 con la Secretaría de Hidrocarburos. Esta modificación permitió la incorporación del campo Wati al Bloque 16 y la extensión del plazo contractual hasta el 31 de diciembre de 2022. En 2014 también se gestionó el Contrato Modificadorio del bloque Tivacuno.
- En **Aruba**, en la primera mitad de 2014 se hizo efectiva la entrada en el proyecto offshore en el país, de las compañías Total (con un 35% de participación) y BG (30%). Repsol con el 35% de participación se mantiene como la compañía operadora. En la segunda mitad del año se realizó una campaña de adquisición de sísmica 3D que, tras su procesamiento durante 2015, permitirá definir la posible ubicación del primer sondeo exploratorio previsto para 2016.
- En **México**, el Contrato de Servicios con Pemex en el bloque Reynosa-Monterrey, finalizó el 8 de enero de 2014 y se procedió a la entrega de las instalaciones.

ÁFRICA

Repsol tiene presencia en el norte de África, en Argelia y Libia. Asimismo, está presente en el Continente, en Angola, Marruecos, Liberia, Namibia, y Gabón.

Libia

- Durante el año 2014 y de manera intermitente se produjeron durante más de 220 días paradas totales o parciales de producción no programadas que afectaron a los campos de los bloques NC-115 y NC-186 en la cuenca de Murzuq fundamentalmente por motivos de seguridad y por bloqueos en la línea de exportación, debidos a la situación de inestabilidad en el país.
- Como consecuencia del deterioro de las condiciones de seguridad, el personal expatriado de las oficinas de Repsol en Trípoli fue evacuado el 15 de julio y el personal de campo el 30 de julio de 2014.
- En 2014 se terminaron 3 sondeos exploratorios con resultado negativo (sondeos Khaima, Sanam y Agrub).
- A principios de año 2015 las operaciones en Libia continuaban afectadas por la situación en el país.

Argelia

- En el importante proyecto de desarrollo de gas de Reggane Nord, uno de los proyectos estratégicos de crecimiento de la compañía, en el segundo trimestre del año se dio un paso fundamental para su puesta en producción; el Groupement Reggane, el consorcio operador del desarrollo del proyecto y formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International, firmó el contrato de Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie. El contrato incluye la construcción de una Planta de tratamiento de gas de 8 millones de metros cúbicos diarios de capacidad nominal, la red de colecta de pozos productores y la línea de expedición de gas que conectará la Planta al gasoducto troncal GR-5. La duración prevista de estos trabajos es de 36 meses y se prevé el inicio de la producción de gas en el segundo trimestre de 2017. En enero de 2015 se iniciaron los trabajos de perforación. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).
- En abril de 2014 se terminó en Reggane una campaña de adquisición sísmica 3D para mejorar la resolución y calidad de la información relativa a los yacimientos. Se espera tener procesada la información obtenida en 2015.
- En octubre se firmó en Argel con el Gobierno Argelino, el contrato de exploración y explotación del bloque exploratorio Boughezoul, obtenido en la 4ª Ronda Exploratoria de ALNAFT. Repsol será la compañía operadora con el 51% de participación en la fase exploratoria (25% en la futura fase de desarrollo).

Angola

- En 2014 se terminó la perforación de dos sondeos exploratorios en el presalino angoleño: el sondeo Locosso-1 (bloque 22) donde Repsol es la compañía operadora con el 30% de participación y el sondeo Ombovo-1 (bloque 35) participado con un 25% por Repsol. Para la perforación del pozo Locosso-1 se empleó el barco de perforación de última generación, para aguas ultra profundas, "Rowan Renaissance". Este rig fue uno de los dos (junto con el "Ocean Rig Mylos") que Repsol contrató en 2012 con el fin de potenciar la actividad offshore de la compañía.

Los dos sondeos se encuentran en evaluación respecto a los resultados obtenidos.

Otros países de África

- En **Liberia**, el segundo trimestre del año se hizo efectiva la decisión de los socios de no pasar a la siguiente fase exploratoria en el bloque LB-15, operado por Anadarko y donde Repsol tenía un 27,5% de participación.

En el bloque LB-10, donde Repsol participa con el 10%, en el tercer trimestre de 2014 se finalizaron dos sondeos exploratorios (Iroko y Timbo) que se declararon como no comerciales.

- En **Namibia**, el segundo trimestre de 2014 se terminó con resultado negativo la perforación del sondeo exploratorio Welwitschia-1. El pozo se perforó con el rig “*Rowan Renaissance*”.
- En **Marruecos**, en abril de 2014 se firmó oficialmente el contrato de la licencia exploratoria para el bloque marino “Gharb”, que se había solicitado a mediados de 2013 a las autoridades de Marruecos.

En 2014, tras los estudios de reconocimiento realizados en 2012 y 2013, se solicitó a la ONHYM (“Office National des Hydrocarbures et des Mines”) una Licencia de Exploración en el área de Boudenib.

Los socios en el bloque marino de Tánger-Larache en la cuenca de Gharb, tomaron la decisión en 2014 de devolver el Área por falta de potencial.

- En **Gabón**, la segunda mitad de 2014 Repsol y el Gobierno de Gabón firmaron el contrato de Exploración y Producción del bloque E-13 (Luna Muetse) en las aguas profundas al norte de la cuenca de Kwanza. La participación en el bloque, que había sido adjudicado en octubre de 2013, es Repsol 80% y el Estado de Gabón 20%.

EUROPA

Noruega

Repsol ha venido consolidando en los últimos años una amplia cartera de proyectos en este país escandinavo, en línea con la estrategia de diversificación geográfica y aumento de la presencia en países OCDE. En diciembre de 2014 Repsol participaba en 20 licencias exploratorias en aguas de Noruega, en 7 de ellas como operador.

- En el APA 2013, el Gobierno de Noruega adjudicó a Repsol (Repsol Exploration Norge AS) 3 nuevas licencias exploratorias (una de ellas como compañía operadora): PL658B (Mar de Barents), PL750 (Mar de Noruega) y PL763 (Mar de Noruega).
- En el primer trimestre del año 2014 se terminó con resultado negativo la perforación del sondeo Tastaveden en el bloque PL-628, operado por Statoil.
- En agosto la compañía Atlantic Petroleum Norge AS anunció que aceptaba la propuesta de Repsol para participar en la licencia PL528/528b en Noruega con el 6%. El consorcio quedaría formado por Centrica (40% y operador), Statoil (35%), Rocksource (10%), Atlantic (9%) y Repsol (6%). El acuerdo está pendiente de la aprobación del Gobierno.
- Durante el año 2014 se renunciaron tres licencias (PL 512, PL 529 y PL 531).

España

- En el primer trimestre del año 2014 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo concedió a Repsol el permiso de investigación de hidrocarburos "Medusa" en las aguas del Mar Mediterráneo, frente a las costas de Tarragona.
- En el cuarto trimestre del año se recibió la aprobación de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) por parte del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, para los proyectos

de adquisición sísmica 3D en el área de Casablanca y para la perforación de los sondeos exploratorios Fulmar 1 y Pelicano-1.

- En noviembre de 2014 se inició, tras la obtención de todos los permisos necesarios, la perforación del sondeo exploratorio Sandía-1x en los bloques “Canarias 1-9” con el rig “*Rowan Renaissance*”. Este buque de perforación de última generación para aguas ultraprofundas, es de los más modernos y seguros del mundo y uno de los dos que Repsol contrató en el año 2012 para su actividad offshore. En estos bloques de Canarias Repsol es la compañía operadora con el 50% de participación. La perforación del sondeo Sandía-1x terminó en enero de 2015. Tras el análisis preliminar de las muestras obtenidas, se ha determinado que el gas encontrado no tiene ni el volumen ni la calidad adecuada para permitir su explotación comercial.
- A principios de febrero de 2015, tras los trabajos realizados, se reinició la producción de crudo en el pozo Rodaballo-1, dentro del campo Rodaballo operado por Repsol en el área de Casablanca.

Portugal

- Durante 2014 en los bloques exploratorios del Algarve (Lagosta y Lagostim), se avanzó en los trabajos previos para el primer pozo exploratorio que está previsto en principio para finales de 2015. Repsol tiene un 90% de participación y opera en estos bloques.
- En 2014 se alcanzó con la compañía Kosmos un acuerdo para su entrada en los bloques marinos Mexilhao, Ameijoa, Ostra y Camarao, mediante una cesión de parte del porcentaje de Repsol en el que se mantiene como la compañía operadora.

Otros países de Europa

- En **Rumanía**, en el tercer trimestre de 2014 se inició la perforación de dos sondeos exploratorios (Piscuri and Baicoi) en los bloques ubicados en las fajas plegadas de los Cárpatos en los que Repsol entró en 2013 tras el acuerdo alcanzado con OMV Petrom, para explorar los niveles profundos en este Área. La participación de Repsol es del 49% siendo OMV la compañía operadora.

ASIA

Rusia

- En junio de 2014, Repsol anunció que los recursos recuperables descubiertos con los pozos Gabi-1 y Gabi-3, dentro del campo de Ouriyinskoye, en los bloques Karabashsky 1 y 2 (100% Repsol), en Siberia Occidental habían sido certificados por el órgano correspondiente del Ministerio de Recursos Naturales y Ecología en 240 millones de barriles equivalentes, lo que supondría un aumento considerable de los recursos totales con que cuenta en la actualidad Repsol en Rusia. El ministro de Recursos Naturales y Ecología de la Federación Rusa, aseguró que se trataba del mayor descubrimiento de hidrocarburos realizado en Rusia en los dos últimos años. A mediados de 2013 se produjo el descubrimiento exploratorio con el sondeo Gabi 3 en el bloque Karabashsky-2 y a principios de 2014 se completó el sondeo Gabi 1 en el bloque Karabashsky-1 con muy buenos resultados, los cuales se confirmaron con las pruebas de producción realizadas en 2014.
- En el tercer trimestre se terminaron con resultado positivo tres sondeos en los bloques Karabashsky. Dos de ellos (31-P y 32-P) son sondeos de evaluación/appraisal y el tercero el sondeo exploratorio K-3.
- Dentro de los activos de AR Oil & Gas (AROG), participada por NNK (51%) y Repsol (49%), en 2014 se continuaron los estudios de optimización de producción y mejora en los costes operativos en Saneco, se continuó con la campaña de perforación en TNO-Tafneteodacha, obteniendo ratios de producción superiores a los presupuestados y se comenzaron los estudios técnicos orientados a

la optimización de la producción. En SK se finalizó según lo previsto la campaña de perforación del ejercicio 2014 y se definieron los trabajos a realizar en 2015.

Otros países de Asia

- En **Indonesia**, a mediados de 2014 se cerró el acuerdo con la compañía Niko por el cual cedía su 50% de participación a Repsol en el bloque Cendrawasih Bay II.
- En **Irak**, durante el segundo trimestre de 2014 concluyó la perforación de dos sondeos exploratorios (Binari Serwan-1 en el bloque Qala Dze y Zewe en el bloque Piramagrun) en el Kurdistán iraquí. Ambos fueron declarados no comerciales.

OCEANÍA / Australia

- En el segundo trimestre del año se materializó la entrada en el bloque exploratorio WA-480-P de la compañía BHP Billiton Petroleum Australia con un 55% de participación. Este bloque marino fue adjudicado por el gobierno Australiano a Repsol en 2012 con el 100% de participación
- En el mes de abril se completó el procesado de la sísmica 3D existente y en julio se finalizó una campaña de sísmica 2D.

5.2) DOWNSTREAM

Nuestras actividades

El negocio de *Downstream* del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, el refino de petróleo, la comercialización de productos petrolíferos y la producción y comercialización de productos químicos. Esto se realiza a través de seis divisiones:

- **Refino:** obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** comercialización y venta de los productos de la compañía.
- **Trading & Transporte:** suministro de crudos y productos al sistema de Refino y el trading de crudos y productos fuera del sistema propio.
- **Química:** producir y comercializar una amplia variedad de productos y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada.
- **GLP:** producción, distribución y venta minorista de GLP.
- **Gas & Power:** principalmente, transporte, comercialización, trading y regasificación de gas natural licuado en Norteamérica y España, así como la identificación de oportunidades de generación renovable.

Principales magnitudes

	2014	2013
Capacidad de refino (kbb/d)	998	998
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	102	102
Índice de conversión (%)	59	59
Crudo procesado (millones de t)	39,5	38,1
Europa	36,2	35,0
Resto del mundo	3,3	3,1
Indicador de margen de refino (\$/Bbl)		
España	4,1	3,3
Perú	4,8	0,8
Número de estaciones de servicio	4.649	4.604
Europa	4.275	4.250
Resto del mundo	374	354
Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.586	43.177
Europa	39.315	39.066
Resto del mundo	4.271	4.111
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.661	2.337
Europa	2.221	2.023
Resto del mundo	440	314
Ventas de GLP (kt)	2.506	2.464
Europa	1.474	1.412
Resto del mundo	1.032	1.051
Gas comercializado en Norteamérica (Tbtu)	274	184
GNL regasificado (100%) en Canaport (Tbtu)	18	37

Nuestro desempeño en 2014

Millones de euros	2014	2013	Variación
Europa	784	363	116%
Resto del mundo	228	116	96%
Resultado Neto Ajustado	1.012	479	111%
Efecto Patrimonial	(606)	(187)	(224%)
Resultado Neto recurrente a MIFO	406	292	39%
EBITDA	1.284	1.137	13%
Inversiones de explotación ⁽¹⁾	702	672	4%
Tipo Impositivo Efectivo	31,5	34,9	(9,7)%

⁽¹⁾ En 2014, la mayor parte de las inversiones del período se destinó a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.

Principales acontecimientos del periodo

- En el marco del acuerdo de venta a Shell de parte de los activos y negocios del GNL, el 1 de enero de 2014, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias, se **completó la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas S.A.**, cuya actividad principal es la comercialización, transporte y trading de gas natural.
- El 3 de abril la Comisión Nacional de la Competencia CNMC autorizó a Repsol la **compra a CEPSA del 45% de Petrocat**, operación subordinada al cumplimiento de los compromisos ofrecidos por REPSOL, que fueron autorizados por la CNMV el 16 de diciembre, mes en el que se completó la adquisición.
- El 4 de julio se aprobó el Real Decreto-ley 8/2014, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, que afecta **al GLP envasado liberalizando el precio** de aquellas bombonas que pesan en vacío menos de 9 kilogramos. Adicionalmente, el Real Decreto incluye medidas en materia de eficiencia energética entre las que se encuentra la creación del Fondo de Eficiencia Energética al que deberán hacer una contribución financiera anual las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por

mayor y los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, afectando por tanto a GLP y a carburantes y combustibles.

- El 27 de octubre se **presentó el “Plan Cliente”** con el objetivo de conseguir que cada cliente que utiliza la red de Estaciones de Servicio de Repsol salga con la experiencia de cliente satisfecho, generando un valor diferencial en el servicio que permita mantener la ventaja competitiva a futuro.
- En el último trimestre de 2014 se ha puesto en marcha, según estaba previsto, la **nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación** en Cartagena (instalación de propiedad conjunta con la empresa coreana SKL) con una capacidad de tratamiento de 630.000 toneladas anuales para la producción de bases lubricantes de tipo II y III.
- En 2014 Repsol y la Autoridad Portuaria han completado los trámites administrativos para que dé comienzo **el traslado** de la actividad de los muelles de **la Refinería de la Coruña al Puerto exterior de Punta Langosteira**, donde tendrá ubicados el 60% de sus tráficos antes de abril de 2018.
- En 2014 se ha avanzado en las obras en la **Refinería de La Pampilla para adaptación** a las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles en Perú.
- Durante el ejercicio se han notificado varias sentencias favorables por las que se reconoce el derecho de Repsol a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por aplicación de la fórmula del precio máximo a los **envases de GLP envasado regulado** resultante de la Orden ITC 2608/2009 vigente entre octubre de 2009 y septiembre de 2012.
- Continuando con su política **de expansión en el negocio de Autogas**, Repsol ha incrementado en 77 el número de EE.SS. de este producto en España. Adicionalmente este negocio se ha visto beneficiado del **impulso** otorgado por la aprobación por el gobierno en diciembre del Plan PIMA Aire 4 a través del cual estos vehículos se pueden beneficiar de las ayudas (subvenciones) a su compra, así como los descuentos en parquímetros establecidos por el Ayuntamiento de Madrid.
- Durante el ejercicio, la actividad de **Trading ha cerrado varios acuerdos** que permitirán aprovechar oportunidades de mercado, optimizar y diversificar la carta de crudos y reforzar la posición del Grupo en determinados mercados.
- En 2014 Repsol ha solicitado a las autoridades de Canadá los permisos para construir **una planta de licuefacción de gas de 5 Mt/año en Canaport**, aprovechando la localización de los actuales activos de regasificación.
- Durante el ejercicio las autoridades escocesas han concedido el permiso de construcción y explotación de los **proyectos de energía eólica marina** en las concesiones de Inch Cape, Moray Firth y de Beatrice, en los que Repsol participa, respectivamente, con un 51%, 33% y 25%. El proyecto Beatrice ha recibido del gobierno la oferta de participar en los contratos inaugurales por diferencias (CDF) que garantizarán los precios de la electricidad durante 15 años. También en Reino Unido, y respecto al proyecto eólico en Inch Cape se ha recibido autorización para la construcción y operación del parque.
- Durante el ejercicio, el Grupo ha mantenido su política de **asociación con empresas líderes** del mercado:
 - Repsol y **El Corte Inglés** han ampliado su colaboración para disponer de hasta un centenar de tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio de Repsol.
 - Repsol y **Renault** han acordado promover la venta de vehículos de las marcas Renault y Dacia propulsados con **AutoGas**.
 - Repsol y **Michelin** mantienen un acuerdo estratégico para **favorecer el tráfico y las ventas de sus respectivos productos**.
 - **AIMIA**, empresa líder internacional en programas de fidelización, ha entrado en el accionariado de Air Miles, sociedad participada por REPSOL que gestiona el programa **Travel Club**.
- Repsol ha adquirido una **participación del 5,13% de la sociedad “Iberian Gas Hub”**, que promueve el desarrollo de un mercado organizado de gas natural en la Península Ibérica. La creación de un hub ibérico líquido creará una referencia de precio transparente, facilitando así la adquisición de gas competitivo para un consumidor como Repsol en España.

5.2.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL DOWNSTREAM

REFINO

Contexto actual

El ejercicio ha seguido marcado por los efectos de la crisis económica internacional. En Europa los márgenes de refino se han mantenido, durante la primera mitad del año, en niveles bajos, determinados por una débil demanda y un exceso de capacidad de refino. Adicionalmente las importaciones de productos petrolíferos tanto desde Estados Unidos (sobre todo de destilados medios) motivadas por las elevadas tasas de utilización de sus refinerías, cuyo origen son los bajos precios de crudos y costes energéticos derivados de la explotación de recursos no convencionales; como desde Oriente Medio, donde se están poniendo en marcha nuevos grandes complejos más eficientes, han presionado a la baja los márgenes de refino. Por esta razón, a lo largo de 2014 se han anunciado cierres de refinerías en Europa. En la segunda mitad del año 2014 los márgenes han mejorado principalmente por los menores costes energéticos debido al descenso del precio internacional del crudo; asimismo también han contribuido en esta mejora las paradas programadas de refinerías y el cambio de especificaciones del bunker en las zonas ECA's (zonas tráfico marítimo de emisiones controladas) a partir de 1 de enero 2015, lo que provocará una mayor utilización de destilados medios en vez de fuel pesado como combustible de navegación marítima.

En el corto plazo se espera que los márgenes se mantengan en estos niveles debido a las razones expuestas anteriormente, mientras que en el medio y largo plazo el nivel de los mismos dependerá de la evolución de la demanda de productos petrolíferos y de la oferta de refino. La reestructuración del sector, que se espera continúe en los próximos años, con la clausura de las instalaciones menos complejas y con menor competitividad, permitirá un mejor ajuste de la oferta a la demanda, lo que previsiblemente conducirá a una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados como es el caso de Repsol.

Nuestra actividad

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Bilbao, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896 miles de barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102 miles de barriles de petróleo/día.

El índice de margen de refino en España se situó en 2014 en 4,1 dólares por barril, superior al de 2013 (3,3 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 4,8 dólares por barril, frente a los 0,8 dólares por barril de 2013.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2014:

Capacidad de refino ⁽¹⁾	Destilación primaria	Índice de conversión ⁽²⁾	Lubricantes
	(Miles de barriles por día)	(%)	(Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	896	63	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	998	59	265

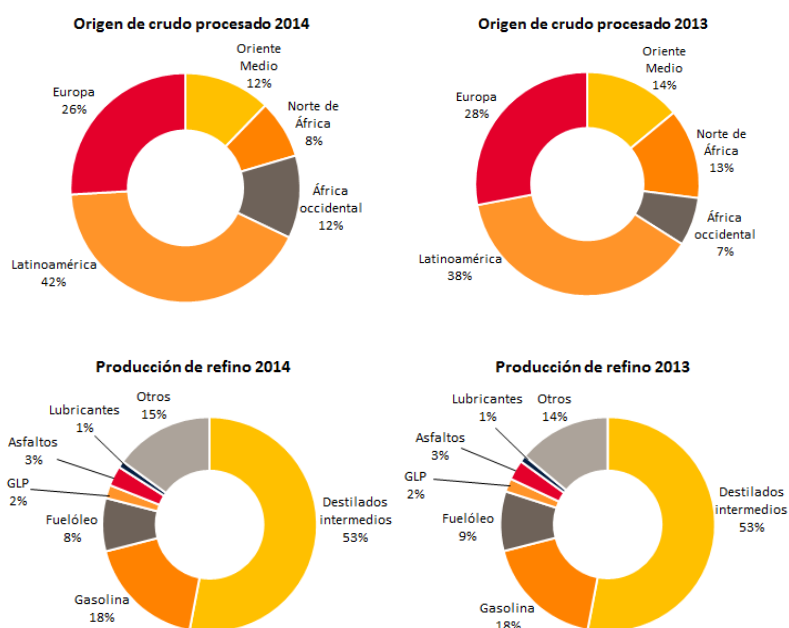
⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de Reporting del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASES.A.

⁽²⁾ Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de *Downstream* procesaron 39,5 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 3,7% respecto a 2013. La utilización media de la capacidad de refino fue del 80,8% en España, superior al 78,1% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue también superior al de 2013, pasando del 60% al 64,4% en 2014.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

Materia prima procesada	2014	2013
<i>Miles de toneladas</i>		
Crudo	39.480	38.074
Otras materias primas	8.163	7.312
Total	47.643	45.386
Producción de refino	2014	2013
<i>Miles de toneladas</i>		
Destilados intermedios	23.673	22.299
Gasolina	7.985	7.587
Fuelóleo	3.521	3.555
GLP	930	929
Asfaltos ⁽¹⁾	1.152	1.080
Lubricantes	203	232
Otros (excepto petroquímica)	6.847	6.059
Total	44.311	41.741



⁽¹⁾ Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

<i>Miles de toneladas</i>	2014	2013
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	39.315	39.066
Marketing propio	19.530	19.170
Productos ligeros	16.846	16.587
Otros productos	2.684	2.583
Otras ventas ⁽¹⁾	7.329	6.734
Productos ligeros	6.927	6.484
Otros productos	402	250
Exportaciones ⁽²⁾	12.456	13.162
Productos ligeros	4.466	4.583
Otros productos	7.990	8.579
Ventas resto del mundo	4.271	4.111
Marketing propio	2.074	2.209
Productos ligeros	1.909	1.979
Otros productos	165	230
Otras ventas ⁽¹⁾	1.271	1.144
Productos ligeros	1.097	893
Otros productos	174	251
Exportaciones ⁽²⁾	926	758
Productos ligeros	390	283
Otros productos	536	475
VENTAS TOTALES	43.586	43.177
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	21.604	21.379
Productos ligeros	18.755	18.566
Otros productos	2.849	2.813
Otras ventas ⁽¹⁾	8.600	7.878
Productos ligeros	8.024	7.377
Otros productos	576	501
Exportaciones ⁽²⁾	13.382	13.920
Productos ligeros	4.856	4.866
Otros productos	8.526	9.054
VENTAS TOTALES	43.586	43.177

⁽¹⁾ Incluyen ventas a operadores de productos petrolíferos y bunker.

⁽²⁾ Expresadas desde el país de origen.

Las líneas de actuación del negocio de refino continúan centrándose fundamentalmente en la optimización del esquema productivo y en la mejora de la eficiencia. En este sentido, se están ejecutando gran número de medidas de mejora de la eficiencia energética como vector más importante de optimización de costes operativos, de mantenimiento y mejora de la competitividad del negocio, de gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y de relación con el entorno del negocio, todo ello fundamentado en una adecuada gestión de las personas y en una política activa de seguridad, medioambiente e innovación.

En el cuarto trimestre de 2014 se ha puesto en marcha, según estaba previsto, la nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación en Cartagena, instalación conjunta con la empresa coreana SKL, con una capacidad de tratamiento de 630.000 toneladas anuales para la producción de bases lubricantes de tipo II y III. La planta, anexa a la refinería de Cartagena, ha supuesto una inversión de 250 millones de euros. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionan la materia prima que alimenta la misma.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes avanzados y ayudan a una importante reducción de emisiones y consumo en los motores más modernos.

MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 21.604 miles de toneladas en 2014, lo que supone un incremento del 1% frente al año anterior. En el año 2014 se observa una recuperación del consumo nacional, acompañada del crecimiento internacional y nuevas oportunidades de negocio.

En este sentido, hay que destacar el éxito en la apertura de nuevas líneas de comercialización de productos en el exterior, el crecimiento de la cuota en el mercado de gasolinas y gasóleos en España y Portugal.

La gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2014, Repsol contaba con 4.649 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de *Downstream*. En España, la red estaba compuesta por 3.585 puntos de venta, de los cuales el 71% tenía un vínculo fuerte y el 29% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal 440, Italia 250 y Perú 374.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2014 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol ⁽¹⁾	Abanderadas ⁽²⁾	Total
España	2.521	1.064	3.585
Portugal	261	179	440
Perú	112	262	374
Italia	87	163	250
Total	2.981	1.668	4.649

⁽¹⁾ Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

⁽²⁾ El término “*abanderadas*” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa, Petronor, y Petrocat, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2014:

Marca	Puntos de venta
Repsol	3.157
Campsa	123
Petronor	283
Petrocat	19
Otras	3
Total	3.585

La ley 11/2013 del 26 de julio introdujo una serie de medidas enfocadas a garantizar la estabilidad de precios de los carburantes e incrementar la competencia en el sector (véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 para más información en relación a la Ley

11/2013). En este nuevo contexto, Repsol desde su posición de líder del mercado, con una amplia cobertura geográfica, trabaja para afrontar eficientemente los nuevos retos que la legislación plantea.

Crecimiento y consolidación

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, cuyas campañas promocionales conjuntas ofrecían descuentos por compras, tanto en las estaciones de servicio de Repsol como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes. También ha consolidado su alianza estratégica con Burger King.

En 2014 se han puesto en marcha varios proyectos clave en los distintos segmentos, potenciando el valor de marca y la calidad de producto mediante la innovación, la excelencia en las operaciones y un equipo humano comprometido.

En línea con la vocación de Repsol de estar atentos a las tendencias cambiantes del mercado, la Compañía ha llevado a cabo una prueba piloto de un modelo de negocio basado en una creciente automatización de puntos de ventas. En 2014 existen 27 puntos de venta de este nuevo modelo de negocio bajo la marca Campsa Express.

En el año 2014 Repsol ha continuado con su expansión internacional en la comercialización de coque verde combustible, el 61% de las ventas han sido en el mercado exterior llegando hasta un total de 21 países principalmente de Europa y norte de África. Además este año se ha iniciado una estrategia de crecimiento en la comercialización de este producto a través de operaciones de trading y se han tomado posiciones de compra tanto en el Golfo de Méjico estadounidense como en Arabia Saudí que nos han permitido llegar a nuevos mercados como el asiático.

En línea con esta idea de crecimiento y consolidación, Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación (SLCA), sociedad en la que Repsol posee el 50%, realiza operaciones de puesta a bordo en los dos principales aeropuertos españoles: Madrid-Barajas y Barcelona-El Prat. Gracias a ello, SLCA se mantiene como el segundo operador más importante en toda España por número de aeropuertos y por volumen de actividad.

Siguiendo la línea estratégica de la compañía de consolidar la posición comercial en Portugal, continúa el desarrollo de los proyectos logísticos de Boa Nova y Sines, lo que permitirá obtener una mejor posición para el aprovisionamiento en el país.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación, más del 52% de las ventas de Lubricantes, Asfaltos y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con más de 60 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional, en noviembre de 2014 se abrió una oficina comercial en Colombia. Destaca también la puesta en marcha de la planta de bases de tercera generación en Cartagena, con una capacidad de producción de 630 miles de toneladas.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2014 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes e impulsó el compromiso de sostenibilidad, de respeto medioambiental y de seguridad de las personas, desarrollando en el Centro de Tecnología Repsol productos respetuosos con el entorno, como el aceite Repsol Bio Telex 68 y los asfaltos verdes.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú, además de mantener posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2014, ha estado presente en cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2014 ascendieron a 2.506 miles de toneladas. Por su parte, las ventas totales del mercado en España aumentaron un 4% respecto al ejercicio anterior, motivado principalmente por el incremento de las ventas a la industria petroquímica, que ha compensado el descenso de la demanda minorista. En España, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 6 millones de clientes activos. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron más del 63% en 2014, realizadas a través de una red de 215 agencias.

Volumen de ventas de GLP por área geográfica (Miles de toneladas)	2014	2013
Europa	1.474	1.412
España	1.343	1.281
Resto Europa ⁽¹⁾	131	131
Latinoamérica	1.032	1.051
Perú	634	665
Ecuador	398	386
Total	2.506	2.464
Volumen de ventas de GLP por producto		
Envasado	1.281	1.354
A granel, canalizado y otros ⁽²⁾	1.225	1.110
Total	2.506	2.464

⁽¹⁾ Portugal.

⁽²⁾ Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, continúan regulados los precios de venta de GLP canalizado y del envasado con cargas entre 8 y 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

En el caso del GLP envasado, los precios han estado regulados a través del Real Decreto Ley 29/2012 y por la Orden IET/463/2013 de 21 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y sus posteriores resoluciones.

El Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio liberalizó el precio de venta de los envases con cargas entre 8 y 20 kg con una tara inferior o igual a los 9 kg, excepto para aquellos operadores al por mayor de GLP, con obligación de suministro domiciliario, que no dispongan de envases cuya tara sea superior a 9 kg, en el correspondiente ámbito territorial. Los envases tradicionales comercializados por Repsol superan esta tara, por lo que se ha mantenido la regulación de precios en este producto. Repsol está trabajando en el lanzamiento de un nuevo envase más moderno y ligero que cumplirá las condiciones para su venta a precio libre.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2014 alcanzó unas ventas de 131 miles de toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 20%.

En Latinoamérica, Repsol comercializa GLP envasado, granel, canalizado y automoción en los mercados doméstico, comercial e industrial de Perú y Ecuador, con unas ventas de 1.032 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 21 millones de vehículos (ocho millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas superó el 18% en 2014, lo que confirma el aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2014 con 863 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, 552 Estaciones de Servicio, de las que 305 están en España. Adicionalmente en instalaciones de clientes ya existen 311 puntos de suministro.

En Perú, continúa vigente el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) que, entre otras medidas, establece la entrega de cupones descuento de 16 soles por balón de GLP de 10 kilogramos, lo que supone facilitar el acceso de los sectores más desfavorecidos del país al consumo de GLP y, por tanto, la sustitución de otras fuentes, como queroseno y leña.

Para más información en relación al marco legal aplicable en España y Perú, véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

QUÍMICA

El negocio de Química produce y comercializa una amplia variedad de productos y sus actividades abarcan desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano, Tarragona (España) y Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de compuestos de polipropileno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México y otra más en construcción en China junto con un socio local, Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry.

En la siguiente tabla se desglosa la capacidad de producción en 2014 y 2013 de los principales productos petroquímicos del Grupo:

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN (<i>Miles de toneladas</i>)s	2014/2013
Petroquímica básica	2.808
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50
Petroquímica derivada	2.491
Poliolefinas	
Polietileno ⁽¹⁾	883
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	937
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	-
Caucho ⁽²⁾	115
Otros ⁽³⁾	36

⁽¹⁾ Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

⁽²⁾ Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.

⁽³⁾ Incluye especialidades.

El resultado del ejercicio de la actividad química ha experimentado en 2014 una mejora frente al año anterior debido a una mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes y a importantes medidas de mejora de eficiencia.

El volumen de ventas a terceros en 2014 ascendió a 2,6 millones de toneladas, frente a los 2,3 millones de toneladas de 2013, lo que supone un incremento del 13,9 %. Este mayor volumen se ha conseguido

gracias a cierta recuperación en el mercado de poliolefinas, principal mercado de Repsol, así como por el importante esfuerzo realizado en exportaciones.

Con respecto al entorno de márgenes, el año ha estado marcado por la fuerte volatilidad de los precios del crudo y nafta que ha ocasionado que se alcancen en el último trimestre valores máximos de los últimos años.

Adicionalmente en 2014 cabe destacar la consolidación de mejoras en margen por flexibilización en la alimentación de materias primas a crackers así como la puesta en servicio de importantes inversiones en eficiencia energética en el cracker de Tarragona, tras la parada plurianual realizada a finales del año 2013 que se extendió a los primeros meses de 2014.

En el ejercicio también se han consolidado parte de los ingresos por la venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles de 185.000 t/año y de dos plantas de polioles poliméricos de 24.000 t/año cada una que Jilin Shenhua construirá en China. La operación refrenda la posición de liderazgo en este proceso de Repsol.

<i>Miles de toneladas</i>	2014	2013	Variación
Ventas por productos			
Petroquímica básica	874	718	21,7%
Petroquímica derivada	1.787	1.619	10,4%
TOTAL	2.661	2.337	13,9%
Ventas por mercados			
Europa	2.221	2.023	9,8%
Resto del mundo	440	314	40,1%
TOTAL	2.661	2.337	13,9%

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

En estas líneas cabe mencionar los desembolsos realizados para el proyecto de optimización del cracker de Puertollano que adecuará la producción de etileno a las necesidades del complejo industrial permitiendo adicionalmente un importante ahorro de consumo energético, así como el proyecto de adaptación de la planta de Polietileno de Alta Densidad de Tarragona para producir grados metalocenos que permitirá avanzar en gama de productos. La puesta en marcha del primer proyecto mencionado está previsto en 2015 en coincidencia con la parada plurianual del site de Puertollano.

Por último, respecto al proyecto de crecimiento de Dynasol en Asia a través de una joint venture (JV) en China con un socio local (Shanxi Norther Xing'an Chemical Industry), para la instalación de una planta de 100.000t/año de caucho sintético, durante el ejercicio se ha avanzado en la construcción, si bien, se ha retrasado la puesta en marcha de la misma a 2015.

GAS & POWER

Las actividades de Gas & Power comprenden el transporte, la comercialización, el trading, la regasificación de gas natural licuado, así como proyectos de energía renovable.

Durante el ejercicio 2013 y principios de 2014 se llevó a cabo la venta de una parte de los activos y negocios de GNL, en concreto las participaciones en plantas de licuación (Trinidad y Tobago y Perú) y en la central de generación eléctrica de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), así como los activos

asociados a la comercialización, transporte y trading (Véase Nota 4 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2014).

A 31 de diciembre de 2014, el Grupo mantiene tanto sus activos de regasificación y transporte como sus negocios de comercialización Norteamérica y, como principales activos de su negocio de GNL, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU.

Precios de referencia internacionales	2014	2013	Variación
Henry Hub (\$/Mbtu)	4,4	3,7	18,9%
Algoquin (\$/Mbtu)	8,1	7,0	15,7%

Gas Natural en Norteamérica	2014	2013	Variación
GNL Regasificado (TBtu) en Canaport (100%)	18	37	(51%)
Gas Comercializado en Norteamérica (TBtu)	274	184	48,9%

En 2014 Repsol ha iniciado los procesos de solicitud a las autoridades de Canadá de los permisos para incrementar la opcionalidad del activo de la planta de licuefacción de gas de 5 Mt/año en Canaport, aprovechando la localización de los actuales activos de regasificación.

Respecto a los proyectos de energía renovable, en 2011 Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., dedicada a la promoción y desarrollo de parques eólicos *offshore* con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos *offshore* en la costa escocesa (Moray Firth, Inch Cape y Beatrice).

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente *Moray Firth* e *Inch Cape*, en los que Repsol participa con un 33% y un 51%, respectivamente, en este último liderando el proyecto. Por otro lado, Repsol participa en un 25% del parque *Beatrice*, en el que Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) tiene un 25% y en el que Scottish and Southern Energy Renewables (SSE) lidera el desarrollo con el 50% restante.

En marzo de 2014, las autoridades escocesas han concedido los permisos de construcción y operación de *Moray Firth* y *Beatrice*, para una capacidad máxima instalada de 1.116 MW y 750 MW, respectivamente. El proyecto *Beatrice* es uno de los cinco proyectos de energía eólica *offshore* en el Reino Unido, y el primero en Escocia, a los que, en abril de 2014, el gobierno Británico ha otorgado un contrato de tarifa (*Investment Contract*) que garantiza los ingresos durante 15 años.

En octubre de 2014, las autoridades escocesas han concedido el permiso para la construcción y operación de *Inch Cape*, para una capacidad de hasta 784 MW y no más de 110 turbinas. Los proyectos de *Moray Firth* e *Inch Cape* participan en la ronda de adjudicación de contratos de tarifa que se inició en octubre de 2014. Ambos cumplieron los requisitos establecidos por *DECC* (*Department of Energy and Climate Change*) para participar en dicha ronda.

A 31 de diciembre de 2014 Repsol dispone, en su porcentaje de participación, de derechos para la promoción, construcción y operación de 959,6 MW de eólica *offshore* en el Reino Unido. Estos proyectos permitirán a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones *offshore* así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2015 y 2016, se realizarán los estudios y trabajos necesarios preliminares a la fase de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, a partir de 2018. La decisión final de inversión de los proyectos se estima durante el año 2016.

6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR

6.1) PERSONAS ⁽¹⁾

En Repsol consideramos que nuestra principal ventaja competitiva reside en las personas que integran la Compañía, de ahí que la gestión de los empleados y de los diferentes equipos tenga valor estratégico. Ésta es una organización que se diferencia por contar con un equipo de profesionales diverso, experto y comprometido.

Los principios enunciados en la “Política de Gestión de Personas” son el reflejo del estilo de gestión y objeto de seguimiento, medición sistemática y mejora. Algunos de estos principios son:



6.1.1) PLANTILLA

El 31 de diciembre de 2014, un total de 24.460 empleados pertenecían a sociedades cuya *Gestión de personas* se lleva a cabo directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo, salvo que se especifique lo contrario. La plantilla gestionada se incrementa en 246 personas respecto a 2013.

PLANTILLA	2014	2013
Plantilla total a 31 de diciembre	26.141	25.800
Plantilla gestionada ⁽¹⁾	24.460	24.214
Plantilla no gestionada	1.681	1.586
Plantilla gestionada media acumulada	24.335	24.068
Nº Nuevos empleados del ejercicio ⁽²⁾	5.077	4.656

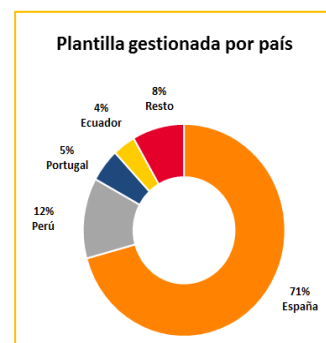


⁽¹⁾ Los datos excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene capacidad sobre la Gestión de personas de sus empleados.

⁽²⁾ Los datos incluyen incorporaciones de carácter fijo y eventual correspondiendo un 33% y 27% a contratos de carácter fijo en 2014 y 2013 respectivamente.

⁽¹⁾ Toda la información presentada a lo largo de este apartado ha sido elaborada de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo (véase la Nota 5 “Información por segmentos” de las Cuentas Anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2014). Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto las contenidas en el Informe de Gestión 2013.

PLANTILLA TOTAL GESTIONADA	2014	2013
GESTIONADA POR PAIS		
Plantilla total en España	17.303	17.193
Plantilla total en Perú	2.996	2.872
Plantilla total en Portugal	1.237	1.247
Plantilla total en Ecuador	891	931
Plantilla total en resto del mundo	2.033	1.971
GESTIONADA POR NEGOCIO		
Plantilla total en Corporación	2.521	2.539
Plantilla total en <i>Downstream</i>	18.693	18.478
Plantilla total en <i>Upstream</i>	3.246	3.197
GESTIONADA POR CATEGORIA PROFESIONAL		
Directivos	306	292
Jefes Técnicos	2.065	1.967
Técnicos	11.972	11.776
Administrativos	1.044	1.086
Operarios y Subalternos	9.073	9.093



6.1.2) ATRACCIÓN DEL TALENTO

Repsol ha implantado distintas fórmulas para captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, favoreciendo el desarrollo de una cultura de empresa multinacional, abierta a la diversidad y a la multiculturalidad, empleando en cada caso las fuentes de captación y acercamiento al mercado más consistentes con los perfiles profesionales requeridos en cada momento.

Para ello hemos orientado nuestro esfuerzo en fortalecer nuestra marca como empleador y en aportar enfoques novedosos, que nos permitan la identificación del talento clave para asegurar el crecimiento de la Compañía.

Una de las iniciativas puestas en marcha en 2014 es el Proyecto “*Employee Value Proposition*”, que nos permite conocer en profundidad los mercados laborales donde se concentra nuestro mayor crecimiento con especial atención en los países de crecimiento del negocio de *Upstream*.

Hemos continuado potenciando nuestra presencia en redes sociales y en foros de empleo dirigidos a diversos perfiles, participando en 14 foros y apoyándonos en diversas metodologías como desayunos de trabajo, dinámicas de grupo, conferencias, encuentros online y talleres profesionales.

Seguimos apostando por el talento joven que se incorpora a nuestra Compañía, continuando con nuestros programas Master, Prácticas universitarias y de Formación Profesional que reflejan nuestro compromiso para facilitar su integración en el mercado laboral.

	2014	2013
Incorporación de Nuevos Profesionales Repsol ⁽¹⁾	49	97
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación ⁽²⁾	391	680
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior ⁽³⁾	147	52

⁽¹⁾ Programa de incorporación de talento joven, formándolo a través de alguno de los tres programas Master que ofrece Repsol (Exploración y Producción de Hidrocarburos, Refino, Petroquímica y Gas, y Gestión de la Energía). La disminución con respecto a 2013 se debe a un cambio en las fechas de inicio de dos de los programas Master.

⁽²⁾ Repsol se ha adaptado a las necesidades del nuevo Plan de Estudios Europeo del Plan de Bolonia, recibiendo a alumnos universitarios con prácticas curriculares, titulados superiores y alumnos de los últimos años de carrera.

⁽³⁾ Incluyen alumnos de Ciclos Formativos de Grado Medio y Superior, incorporándose a la plantilla de Repsol un alto porcentaje de estos últimos a diferentes vacantes de empleo. En 2014 destaca el compromiso que Repsol ha adquirido con el programa FP Dual.

6.1.3) RETENCIÓN DEL TALENTO

La retención del talento por parte de Repsol continúa poniéndose de manifiesto por las reducidas tasas de rotación voluntaria de sus empleados y las altas tasas de retención de su personal directivo.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2014	2013
Tasa de rotación total de plantilla ⁽¹⁾	7%	7%
Tasa de rotación voluntaria de plantilla ⁽²⁾	3%	3%
Tasa de rotación de directivos ⁽³⁾	4%	4%

⁽¹⁾ Se corresponde con el número de bajas totales de la plantilla fija, independientemente del % de ocupación, entre la plantilla total al cierre del ejercicio.

⁽²⁾ Se corresponde con el número de bajas voluntarias de la plantilla fija entre el total de la plantilla al cierre del ejercicio.

⁽³⁾ Se corresponde con el número de bajas totales de Directivos entre el nº total de Directivos al cierre del ejercicio.

La Compañía dispone de diferentes herramientas para la retención del talento y la gestión del desarrollo de sus empleados: compensación con paquetes flexibles de retribución, formación y desarrollo con programas adecuados para cada empleado una vez identificadas sus necesidades, y programas de movilidad interna e internacionalización.

Compensación

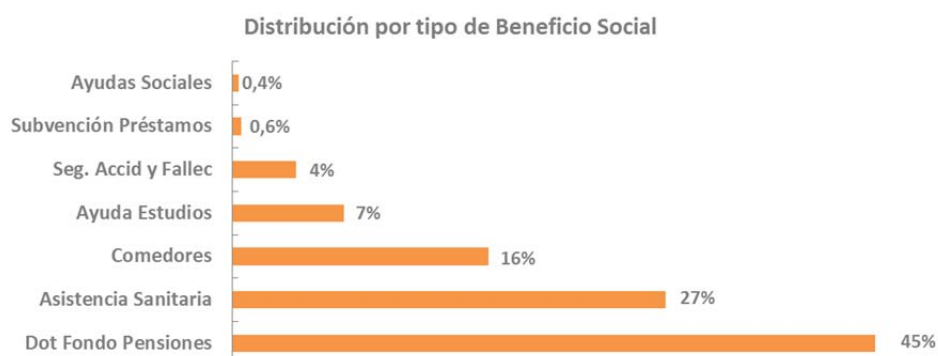
La retribución es un elemento orientado a facilitar la atracción, retención, motivación y compromiso de los profesionales que aportan su talento a la Organización y los esquemas evolucionan para proporcionar mayores posibilidades de flexibilización por parte de los empleados.

Está enfocada a fomentar tanto el rendimiento y el reconocimiento del mérito individual como la cooperación y el esfuerzo colectivos, garantizando la competitividad externa y la equidad interna dentro de un entorno global.

COMPENSACIÓN	2014	2013
Gastos de personal medio por empleado (euros) ⁽¹⁾	67.217	65.490

⁽¹⁾ Corresponde a gastos de personal (incluidas cargas sociales y otros conceptos excepto indemnizaciones y gastos de viaje) entre la plantilla media acumulada consolidada.

En 2014 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 97,8 millones de euros, frente a los 93,9 millones de euros de 2013.



En 2014 hemos continuado con el programa de la retribución Flexible. Se trata de un sistema de retribución personalizado en el que, voluntariamente, los empleados deciden cómo percibir parte de su retribución anual. Se incrementa su retribución neta gracias a una menor carga fiscal al contratar ciertos productos como: guardería, equipos informáticos, ampliación del Seguro Médico, acciones y aportaciones adicionales al Plan de Pensiones.

Al Plan de acciones pueden acogerse todos los empleados fijos de España con residencia fiscal en el país. Los demás productos, habiendo comenzado en años anteriores para excluidos de convenio, se están ampliando al resto de los empleados y, en 2014, ya han podido solicitar productos las personas de convenio pertenecientes a las sociedades que hayan firmado su pacto sindical.

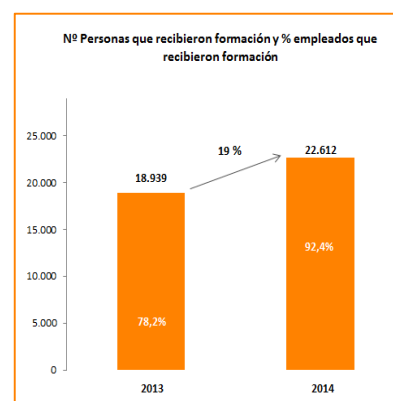
Asimismo existen otros sistemas flexibles para nuestros empleados en Escocia y EEUU.

Para más información en relación a los planes de pensiones, incentivos a medio y largo plazo al personal y los planes de retribución a los empleados basados en acciones, véase la Nota 23 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y el personal directivo, véase la Nota 28 de las Cuentas Anuales Consolidadas, y el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Formación

Repsol es una compañía que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional.

FORMACIÓN	2014	2013
Nº de acciones de formación	10.447	10.989
Inversión total en formación (Mill€)	18	20
Inversión por empleado (€)	717	812
Horas totales Formación /año	1.083.033	978.751
Promedio de horas/año por empleado	44	40
Índice de dedicación ⁽¹⁾	2,63%	2,40%
% Empleados recibieron formación	92,4%	78,2%
Nº Asistencias	120.990	107.014
Nº Personas recibieron formación	22.612	18.939



⁽¹⁾ Corresponde al % de la jornada laboral dedicada a formación. Se calcula sobre la plantilla media acumulada de la compañía.

En 2014, se ha continuado con la formación para la integración de nuevos profesionales titulados universitarios a través de programas Máster en los ámbitos de *Upstream*, Refino, Petroquímica y Gas, y Gestión. Un total de 137 alumnos, incluyendo invitados al master de *Upstream*, han cursado estos programas, habiéndose iniciado la internacionalización del programa de Gestión mediante una edición blended presencial/on line para Perú. Durante 2014 se ha implementado un nuevo programa dirigido a nuevos líderes de equipo.

En el negocio *Upstream* se ha ampliado la oferta de formación online a casi 200 cursos de todas las disciplinas del negocio. En los negocios comerciales se ha consolidado la “Escuela Comercial”, certificada formalmente por prestigiosas Universidades españolas, que comprende competencias generales de la industria petrolera, formación comercial, de productos y servicios, y de gestión y habilidades. Se ha incorporado el equipo comercial de Química, y se ha desarrollado y puesto en marcha una plataforma de formación para el colectivo de empleados de empresas colaboradoras (*Business to Consumer*).

Destaca en 2014 el incremento en horas de formación en idiomas poniendo de manifiesto el esfuerzo y los recursos destinados a afianzar la cultura internacional de la Compañía.

Desarrollo y evaluación de desempeño

Repsol ofrece oportunidades de desarrollo profesional a todos los empleados. El desarrollo se orienta a la adquisición y/o mejora de habilidades y conocimientos, permitiendo a las personas afrontar mayores retos asociados a la evolución de la Compañía.

Contamos con un marco de progresión profesional que permite, atendiendo a las necesidades de la compañía, que las personas mejor preparadas y con el perfil y las capacidades necesarias, puedan asumir funciones de mayor complejidad y responsabilidad. La promoción es el mecanismo de reconocimiento que acompaña a la progresión profesional.

CAMBIO DE CLASIFICACIÓN PROFESIONAL	2014	2013
Nº de personas	1.932	1.941
% Mujeres	35%	31%

La principal herramienta de la compañía para la evaluación del potencial y planificación de las acciones para el desarrollo es la denominada *People Review*.

EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO	2014	2013
Personas evaluadas en <i>People Review</i> ⁽¹⁾	2.426	2.329

⁽¹⁾ Este programa evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: fortalezas, áreas de mejora y perfil profesional.

En 2014 hemos iniciado unas nuevas pruebas de contraste externo en el Programa de Planes de Desarrollo para altos potenciales pre-directivos. El objetivo de este programa es identificar un colectivo de personas con alto desempeño y potencial al que queremos acompañar en su desarrollo, definiendo un plan mediante el que puedan visualizar su carrera de acuerdo a las oportunidades de negocio futuras. Desde que se inició este programa ya han participado 21 personas.

En el ámbito de los negocios y áreas corporativas, hemos puesto foco en la planificación. En este sentido, destaca el esfuerzo en *Upstream*, en el que hemos puesto en marcha durante 2014 un plan estratégico de capacidades con el objetivo de asegurar que el negocio disponga de las personas, conocimientos y habilidades requeridos para el desarrollo de su plan estratégico mediante el diseño o la mejora de planes y procesos de planificación de plantillas, atracción de talento, desarrollo profesional de los empleados y retención de profesionales clave.

Por otro lado, siguiendo el proceso anual de evaluación de desempeño, en 2014 un total de 15.418 empleados se sometieron a su evaluación, de los cuales 11.322 son empleados en España.

Movilidad interna e Internacionalización

La movilidad forma parte de la cultura de Repsol y es clave tanto para el crecimiento y sostenibilidad de la compañía como para el desarrollo de las personas, favoreciendo la adquisición de experiencias y conocimientos en nuevos entornos y funciones diferentes y/o de mayor complejidad.

La movilidad internacional contribuye a este desarrollo profesional, asegurando una respuesta global a las necesidades de la compañía y facilitando así el desarrollo de una cultura internacional y de gestión integrada.

MOVILIDAD Y CARRERA INTERNACIONAL	2014	2013
Número de Movilidades	2.881	3.012
% de Mujeres (sobre Nº Movilidades)	33	40
Nº de empleados en asignación internacional	690	674
Incorporación de profesionales en el colectivo internacional	145	162

6.1.4) RELACIONES LABORALES

RELACIONES LABORALES	2014	2013
Nº empleados con contrato laboral fijo	22.248	21.993
Nº empleados con contrato eventual	2.212	2.221
Tasa de absentismo ⁽¹⁾	3,31%	2,87%

⁽¹⁾ Corresponde a la tasa de absentismo del personal de convenio en España, calculada como la comparación entre la jornada efectiva que tendrían que realizar los trabajadores frente a la realizada realmente por ausencia con motivo de enfermedad común.

En 2014 se ha firmado el VII Acuerdo Marco con los representantes sindicales, que regula las condiciones laborales de los trabajadores del Grupo Repsol en España. También en este año se han firmado el VI y VII Pactos Sindicales en Campsared, y el Convenio Colectivo de RIPSA (Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.).

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Perú, Portugal y Trinidad y Tobago.

El Comité de Empresa Europeo se reunió los días 25 y 26 de noviembre de 2014. Asistió COFESINT, FIEQUIMETAL, CC.OO, y UGT).

6.1.5) CONCILIACIÓN DE LA VIDA PERSONAL Y PROFESIONAL, DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES

En 2014 hemos continuado impulsando la evolución de las formas de trabajar, garantizando la igualdad de oportunidades, y promoviendo y facilitando el equilibrio entre la vida personal y profesional.

Nuestro objetivo es contar con un entorno de trabajo cada vez más flexible, que fomente el trabajo colaborativo y contribuya a ser una empresa cada vez más competitiva, innovadora, moderna y adaptada a las nuevas necesidades y estilos de vida de las sociedades en las que opera.

Entre las medidas destinadas a lograr este equilibrio entre la vida personal y profesional, destaca especialmente el programa de teletrabajo, que ha sido el programa de conciliación mejor valorado por los empleados, lo cual se ha reflejado en los resultados de la encuesta de Clima laboral realizada en 2014.

INDICADORES DE TELETRABAJO	2014	2013
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.411	1.222
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.328	1.148
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	83	74

Repsol ha sido ampliamente reconocida como una de las mejores empresas para trabajar en España gracias, entre otros aspectos, a su firme apuesta por la conciliación, entre la vida personal y la profesional. En este sentido, el Instituto Internacional de Ciencias Políticas (IICP) en su estudio 'Situación de la Conciliación en España' nos sitúa a la cabeza del ranking como la empresa que dispone de las estrategias más avanzadas para favorecer la conciliación.

Algunos de los hitos conseguidos en materia de conciliación han sido la flexibilidad horaria a nivel mundial adaptada a los usos y costumbres de cada país.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que abarca todas las áreas de la organización. En 2014 hemos continuado con nuestra apuesta por la formación como puerta de entrada al mercado laboral, tanto a través de programas de formación ocupacional como programas de becas y prácticas y acceso a nuestros programas masters. Un 5% de los nuevos profesionales incorporados corresponde a personas con capacidades diferentes.

A 31 de diciembre de 2014 contamos con 674 trabajadores con capacidades diferentes, que representan un 2,8% de la plantilla.

En España, en 2014, hemos superado la legislación aplicable al respecto según la LGD (Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social) con un porcentaje del 4,0%, siendo 613 empleados por contratación directa, y otras 150 personas equivalentes por medidas alternativas.

INTEGRACIÓN	2014	2013
Nº de empleados con discapacidad en España	541	549
Nº de empleados con discapacidad en Ecuador	35	40
Nº de empleados con discapacidad en Perú	42	47
Nº de empleados con discapacidad en Portugal	35	17
Nº de empleados con discapacidad en Venezuela	12	9
Nº de empleados con discapacidad en Brasil	8	9
Nº de empleados con discapacidad en Italia	1	0
Nº de empleados total con discapacidad	674	671

Especialmente relevante en 2014 ha sido la obtención de la Certificación Bequal PLUS, que significa un reconocimiento a nuestra política de empresa, que apuesta firmemente por la igualdad de oportunidades, y a nuestro modelo de gestión en la integración de personas con capacidades diferentes.

Repsol se encuentra presente en 36 países y cuenta con casi 1.500 empleados trabajando en un país diferente al suyo de origen, haciéndose cada vez más palpable en todos los ámbitos de la Compañía la aportación de valor de un entorno multicultural.

La siguiente tabla refleja los países que reúnen mayor número de nacionalidades entre los empleados (excluida la del propio país):

País de destino	2014	2013	País de destino	2014	2013	País de destino	2014	2013
España	64	59	Libia	11	15	Colombia	7	5
EE.UU	22	18	Noruega	10	11	Irak	7	10
Brasil	20	23	Perú	9	9	Canadá	6	4
Argelia	16	10	Venezuela	9	8	Reino Unido	6	5
Portugal	16	17	E.A.U.	8	4	Bolivia	5	6
Trinidad & Tobago	13	14	Ecuador	8	7	Países Bajos	4	4
Federación Rusa	12	10	Angola	7	8	Indonesia	3	4

Repsol continúa incrementando de forma natural el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios.

Indicadores de Género	2014	2013
Nº mujeres en plantilla	8.117	7.857
Nº Mujeres directivas	47	43
% mujeres en puestos de gestión en España ⁽¹⁾	27	26
% mujeres en puestos de gestión mundial ⁽¹⁾	23	23

⁽¹⁾ Incluye las categorías de Directivos y Jefes Técnicos excluidos de convenio

Del mismo modo el porcentaje de mujeres en la compañía se incrementa en casi todos los tramos de edad.

	2014			2013		
	Mujeres	Hombres	% mujeres	Mujeres	Hombres	% mujeres
Menores de 20 años	88	81	52	85	61	58
Entre 21 y 30 años	1.503	1.981	43	1.582	2.125	43
Entre 31 y 40 años	3.492	5.526	39	3.433	5.620	38
Entre 41 y 50 años	2.087	4.361	32	1.918	4.221	31
Entre 51 y 60 años	889	3.963	18	795	4.017	17
Mayores de 60 años	58	431	12	44	313	12
Total	8.117	16.343	33	7.857	16.357	32

Repsol ha desarrollado una metodología para analizar la equidad de distintos aspectos de la gestión de personas (desarrollo, retribución, desempeño, etc.) considerando 4 ejes: edad, género, nacionalidad, capacidades diferentes. Durante 2014 se ha verificado junto a la “Universidad Carlos III” y la “Fundación para la investigación social avanzada” la aplicación de esta innovadora metodología en la retribución de los empleados de España.

Repsol es una de las compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, promovido por el Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad del Gobierno de España. El distintivo se ha prorrogado en 2014 por un periodo de tres años.

Se trata de una marca de excelencia en igualdad a modo de reconocimiento a aquellas empresas comprometidas con la igualdad y que destaquen por la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades en las condiciones de trabajo, en los modelos de organización y en otros ámbitos como los servicios, productos y publicidad de la empresa.

En enero de 2014 la Compañía firmó un Acuerdo de Colaboración con el Ministerio para reforzar el compromiso de fomentar la participación equilibrada de mujeres y hombres en los puestos de alta responsabilidad, incluidos los Comités de Dirección.

6.2) SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE ⁽¹⁾

Repsol, a partir de su estrategia y sus políticas, asume de manera pública y voluntaria su compromiso con la seguridad y el medio ambiente como asuntos esenciales para la Compañía. Repsol trabaja por ser, no solo una compañía más segura y medioambientalmente responsable, sino una empresa sostenible y por tanto más competitiva y rentable en el corto, medio y largo plazo.

Entre los desafíos más importantes a los que la sociedad y las empresas energéticas se enfrentan, se encuentran el cambio climático, los impactos a la biodiversidad y los accidentes ambientales. Periódicamente, desarrollamos un diagnóstico que nos permite identificar cuáles son nuestros principales retos y oportunidades, teniendo en cuenta las expectativas de nuestras partes interesadas, las tendencias del sector, la regulación potencial prevista y, muy especialmente, el plan estratégico global de Compañía.

Dicho diagnóstico nos permite conocer las cuestiones más relevantes sobre las que debemos actuar y se materializa, con el compromiso de la alta dirección, en la definición de objetivos y planes de trabajo.

El Comité de Dirección establece los objetivos estratégicos de seguridad y medio ambiente de la Compañía, que sirven de marco para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todas nuestras áreas de negocio. Además, entre las funciones de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración, está el conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía relativos a seguridad y medio ambiente.

Estos objetivos y planes contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las acciones requeridas para adaptarnos a los nuevos requerimientos legislativos.

Entre las principales líneas de acción en materia de Seguridad y Medio Ambiente de la Compañía, destacan:

- Gestión de riesgos
- Eficiencia operativa
- Cambio cultural en seguridad y medio ambiente

Los objetivos de seguridad y medio ambiente forman parte de los objetivos de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos y constituyen entre el 10 y el 15% de los objetivos.

Al mismo tiempo, la incorporación de criterios ambientales y de seguridad en nuestra actividad se articula a través del sistema de gestión de seguridad y medio ambiente, basado en un conjunto de normas, procedimientos, guías técnicas, herramientas e indicadores de aplicación en todas las actividades e instalaciones de la Compañía.

GESTIÓN DE RIESGOS

El enfoque de Repsol se basa en un exigente sistema de gestión de riesgos asociados a los procesos y activos industriales en el que la seguridad de procesos es el pilar básico.

Se realizan análisis de riesgos a lo largo de todo el ciclo de vida de los activos, aplicando los mejores estándares internacionales en el diseño y empleando estrictos procedimientos durante la operación y el

⁽¹⁾ Las magnitudes e indicadores de este apartado se han calculado de acuerdo a una norma corporativa que establece criterios y metodología común en materia de SMA, incluyendo las empresas filiales que consolidan por Integración Global (control) y con responsabilidad de operación.

mantenimiento, todo ello encaminado a prevenir incidentes relacionados con los procesos industriales involucrados.

La seguridad de procesos permite a Repsol dar respuesta a los principales retos de la Compañía en materia de seguridad. Facilita la gestión de cada riesgo, abarcando incluso aquellos que tienen menores probabilidades de materializarse pero que a menudo pueden llegar a ser de consecuencias muy significativas para las personas, el medio ambiente, las instalaciones o la reputación de la Compañía.

Repsol sigue su desempeño acorde a las definiciones establecidas por OGP⁽¹⁾, API⁽²⁾ y CCPS⁽³⁾, referencias internacionales en esta materia. Asimismo, en 2014 se ha trabajado en la definición de la línea base de Compañía para este tipo de accidentes.

Además se cuenta con un conjunto de indicadores de accidentabilidad que forman parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable y de la valoración del desempeño del resto del personal.

INDICADORES DE SEGURIDAD LABORAL ⁽¹⁾	2014	2013
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado ⁽²⁾	0,85	0,59
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	0,92	0,60
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,78	0,55
Índice de Frecuencia de accidentes total integrado (IFT) ⁽³⁾	2,38	2,95
Número de fatalidades personal propio	-	-
Número de fatalidades personal contratista	-	-



⁽¹⁾ Para el tratamiento de los indicadores de seguridad en Repsol se dispone de una norma corporativa que establece los criterios y la metodología común para el registro de incidentes en la compañía y que se completa con una guía de indicadores de gestión de incidentes.

⁽²⁾ Índice de frecuencia con baja integrado: número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

⁽³⁾ Índice de frecuencia total: número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas.

Como se puede observar en la tabla anterior, en 2014 el IF se ha incrementado un 44% con respecto al año 2013 y el IFT se ha reducido un 19%. A pesar de esta subida del IF, se debe destacar que seguimos dentro de la senda de reducción que en 2013 se estableció para posicionarnos dentro del primer cuartil de las empresas del sector y para conseguir llegar a la meta de cero accidentes en 2020. En 2014 se ha establecido por primera vez un objetivo de IFT, que hemos cumplido.

Asimismo, utilizamos indicadores de carácter preventivo y establecemos objetivos que nos permiten anticipar y evitar situaciones que podrían desencadenar incidentes en el futuro, como por ejemplo, aquellos orientados a la investigación de incidentes.

Por otra parte, y dado que el tráfico terrestre es una causa importante de accidentes entre nuestros empleados y contratistas, Repsol tiene como una de las principales líneas de trabajo de la Compañía la mejora de la seguridad en el transporte. Se han implementado con resultados positivos, planes de mejora en los países en los que se ha detectado que la incidencia de este tipo de accidentes es más elevada.

Estamos convencidos de que alcanzar el objetivo de cero accidentes es posible y para ello es necesaria la implicación de todas las personas que participan en nuestras actividades. Sea cual sea su puesto o ubicación geográfica, todos los empleados de Repsol son responsables de su seguridad, así como de contribuir a la del conjunto de las personas que les rodean.

⁽¹⁾ The International Association of Oil & Gas Producers

⁽²⁾ American Petroleum Institute

⁽³⁾ Center for Chemical Process Safety

Debemos ser capaces de anticiparnos para garantizar la seguridad de las personas, los procesos y las instalaciones, teniendo en mente nuestra meta: cero accidentes.

Por otro lado, Repsol trabaja en distintas líneas de acción para la prevención y respuesta ante accidentes ambientales, entre las que destacan los mecanismos de prevención y detección temprana de derrames y la gestión de riesgos de accidentes mayores en la construcción de pozos.

En 2014 hemos tenido cuatro derrames relevantes⁽¹⁾: dos en Perú, uno en Ecuador y otro en Angola. Cuando un accidente de este tipo ocurre, activamos nuestros mecanismos de respuesta ante emergencias, y posteriormente establecemos nuevas acciones preventivas para evitar que vuelvan a ocurrir.

Los mecanismos de respuesta ante emergencias son un elemento crítico en Repsol, fundamental para reducir al máximo los impactos sobre el medio ambiente y las personas. Ejemplo de ello es nuestro intenso trabajo en el desarrollo de capacidades de respuesta ante grandes derrames marinos, dentro de nuestro programa Global Critical Management Program (programa global para la prevención, preparación, respuesta y recuperación del impacto de los grandes accidentes en las operaciones de exploración y producción).

DERRAMES	2014	2013
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	17	14
Hidrocarburo derramado que ha alcanzado el medio (toneladas) ⁽¹⁾	316	15

(1) Dato correspondiente a derrames mayores de un barril

EFICIENCIA OPERATIVA

Repsol busca continuamente la minimización de los impactos ambientales generados por el desarrollo de su actividad impulsando una estrategia baja en carbono, optimizando la gestión del agua, considerando la biodiversidad como un elemento clave y mejorando la gestión de los residuos.

Reducción de la intensidad energética y de carbono en nuestra cadena de valor

Repsol promueve una estrategia baja en carbono, impulsando aquellas iniciativas que a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros productos reducen la intensidad energética y, por tanto, las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Este compromiso de Repsol se articula mediante su estrategia de carbono y el establecimiento de un objetivo de reducción de CO₂ de 1,9 millones de toneladas para el periodo 2014-2020. El plan integra la reducción de la intensidad energética y la de emisiones continuando con la búsqueda de oportunidades de negocio sostenibles relacionadas con la generación renovable y la movilidad eléctrica. Durante 2014 Repsol ha demostrado su compromiso con la mejora continua y ha impulsado acciones que han reducido 452 kilotoneladas de CO₂ equivalente.

Consideramos que el camino pasa por la excelencia operativa en términos energéticos, para lo que es fundamental la medida y el seguimiento de nuestros inventarios de carbono y nuestros mapas energéticos. Cada año verificamos a través de una empresa externa que nuestros inventarios de gases de efecto invernadero cumplen con las normativas más exigentes en calidad y precisión. Durante el 2014 se ha avanzado en el inventario de emisiones de CO₂, verificando un 98% de dichas emisiones por el estándar internacional ISO 14064.

⁽¹⁾ Se considera derrame relevante (en función de la cantidad derramada y la sensibilidad del área) aquel que alcanza el medio y que cumple alguna de las siguientes condiciones: es superior a 100 bbl, es superior a 10 bbl y se produce en un área sensible o cualquier derrame de otra sustancia que no es un hidrocarburo, que es superior a 10 bbl con relevancia ambiental debido a su alta salinidad, acidez, toxicidad, falta de biodegradabilidad, etc.,

Repsol continúa implementando en sus instalaciones un Sistema de Gestión de Energía de acuerdo a los requisitos de la Norma Internacional ISO 50001. Durante el 2014 se ha certificado el activo de *Upstream* en Ecuador Bloque 16, siendo con ello ya siete las instalaciones certificadas en la actualidad, y continuamos trabajando en la implantación progresiva del sistema en las distintas unidades de negocio. Esto permite formalizar la política energética y la visión de la compañía, así como fijar el seguimiento de metas y objetivos a corto, medio y largo plazo, dentro de un proceso de mejora continua.

Por otro lado, Repsol está trabajando en conocer y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de sus productos, para ello la compañía está desarrollando diversas iniciativas para cuantificar y verificar su huella de carbono bajo la especificación técnica ISO 14067.

Durante 2013 el GLP Agroindustrial de Perú fue el primer producto de la Compañía que obtuvo verificación positiva de huella de carbono. En 2014 hemos seguido impulsando esta vía de trabajo con nuevas verificaciones.

Nuestro compromiso con la sostenibilidad también tiene su reflejo en numerosos proyectos de investigación I+D+i pioneros en la industria. Uno de estos proyectos son los asfaltos verdes, cuyo triple objetivo es reutilizar neumáticos usados para hacer nuevos asfaltos empleados en carreteras más ecológicas; reciclar el asfalto de las carreteras que ya está desgastado por su uso y, por último, la fabricación de mezclas a menor temperatura para ser más respetuosos con el medio ambiente.

Evolución hacia una visión estratégica del agua

En Repsol consideramos el agua como un recurso estratégico. Hemos desarrollado una herramienta propia, Repsol Water Tool, que incorpora aspectos de Global Water Tool⁽¹⁾ y Local Water Tool⁽²⁾, las dos principales metodologías desarrolladas y adaptadas a la industria del petróleo y del gas para la identificación y valoración de impactos y amenazas asociados al agua. Esta herramienta nos ha permitido elaborar un mapa de gestión del agua y, a partir de éste, durante 2014 hemos trabajado en la definición de una línea base de compañía, definiendo un plan de acción de mejora de gestión de agua 2015-2020.

Protección y conservación de la biodiversidad

En Repsol somos conscientes de que conocer, evitar y minimizar los impactos negativos sobre la biodiversidad y los servicios ecosistémicos son temas fundamentales para la compañía. Repsol ha sido la primera compañía Oil and Gas en aplicar la metodología IPIECA Biodiversity and Ecosystem Services (BES) Management Ladder, utilizada para analizar la situación actual de los activos existentes de Exploración y Producción e identificar los próximos pasos a realizar. Como resultado, se han establecido 153 líneas de trabajo sobre las que Repsol está actuando para conservar y/o mejorar la biodiversidad del entorno donde estamos situados. Además, participamos activamente en foros de la industria como IPIECA, OGP, Cross-Sector Biodiversity Initiative o el consorcio de Proteus con la UNEP-WCMC⁽³⁾.

Por otro lado, en 2014 se ha llevado a cabo en Perú el primer Ecosystem Services Review realizado en Repsol, con el objetivo de entender que dependencias e impactos tienen tanto las comunidades como la compañía en los servicios que la naturaleza proporciona (servicios ecosistémicos). Este estudio permitirá tener un mejor conocimiento del entorno en que operamos, planificando mejor nuestra actividad, evitando y minimizando potenciales impactos.

⁽¹⁾ Global Water Tool: herramienta desarrollada por WBCSD (World Business Council for Sustainable Development) y adaptada al sector del petróleo y el gas por IPIECA (The Global Oil and Gas Industry Association for Environmental and Social Issues). Su objetivo es la localización de instalaciones en mapas de escasez de agua y el cálculo de indicadores clave de gestión de agua a nivel global de compañía. Repsol ha participado en el desarrollo de esta herramienta a través del Water Task Force de IPIECA.

⁽²⁾ Local Water Tool: herramienta desarrollada y adaptada al sector del petróleo y el gas por GEMI (Global Environmental Management Initiative). Su utilidad es la identificación y evaluación de riesgos e impactos relativos al agua a nivel local de centro, en aspectos como la disponibilidad, calidad y los ecosistemas asociados a masas de agua afectadas por el centro. Repsol ha colaborado con GEMI para la adaptación de esta herramienta al sector del petróleo y el gas.

⁽³⁾ United Nations Environment Programme's World Conservation Monitoring Centre.

Adicionalmente, hay que destacar que estamos desarrollando mapas de sensibilidad para las costas de nuestras operaciones offshore y estamos evitando y minimizando el potencial impacto de nuestras sísmicas mediante programas de identificación de áreas biológicamente sensibles o con el seguimiento de especies indicadoras (por ejemplo tortugas marinas durante la sísmica offshore de Aruba).

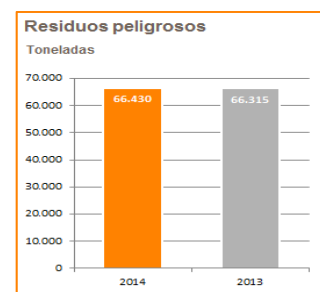
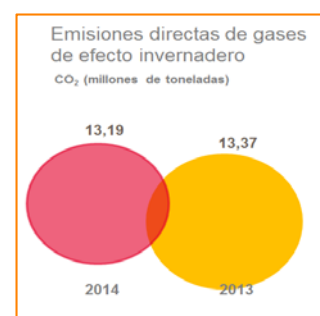
Mejora en la gestión y minimización de residuos

Trabajamos en mejorar la gestión de residuos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros procesos. Para ello, en 2013 se diseñó el mapa de residuos de la Compañía adaptando los criterios de reporte a las mejores prácticas del sector y definiendo por primera vez un objetivo de reducción cuantitativo, cuyo cumplimiento ha sido verificado por un tercero independiente.

Gracias a los esfuerzos realizados por las distintas áreas de negocio, dicho objetivo ha sido superado ampliamente llegando a conseguir una reducción de 29 kilotoneladas en 2014. Ante el éxito logrado la Compañía ha decidido revisar el potencial de reducción fijando un nuevo objetivo más ambicioso: 50 kilotoneladas de residuos para el periodo 2015-2020.

Además de este objetivo cuantitativo, se han definido acciones cualitativas de mejora en la gestión de residuos. Repsol ha establecido objetivos de mejora en su negocio de Exploración y Producción a través de la implementación de las Environmental Performance Practices de Compañía. Estas directrices constituyen un conjunto de estándares comunes con independencia del área geográfica en la que se opere y la legislación concreta de cada país.

INDICADORES DE EFICIENCIA OPERATIVA	2014	2013
GESTIÓN ENERGÉTICA Y DE CARBONO⁽¹⁾		
Consumo energético (10 ⁶ GJ) ⁽²⁾	178,40	176,80
Emisión directa de CO ₂ (millones de toneladas) ⁽³⁾	13,19	13,37
Emisión directa de CH ₄ (millones de toneladas)	0,019	0,029
Emisión directa de N ₂ O (miles de toneladas) ⁽⁴⁾	0,63	0,64
Emisión directa de CO ₂ eq (millones de toneladas) ⁽³⁾	13,78	14,17
Reducción de CO ₂ (millones de toneladas) ⁽³⁾	0,452	0,444
GESTIÓN DEL AGUA		
Agua dulce captada (kilotoneladas) ⁽⁵⁾	54.729	54.203
Agua reutilizada (kilotoneladas)	9.945	9.473
Agua vertida (kilotoneladas)	35.920	38.965
Hidrocarburos en agua vertida (toneladas)	199	460
Sólidos en suspensión en agua vertida (toneladas)	1.385	1.265
Demanda Química de Oxígeno en agua vertida (toneladas)	8.318	7.944
GESTIÓN DE RESIDUOS⁽⁶⁾		
Residuos peligrosos (toneladas)	66.430	66.315
Residuos no peligrosos (toneladas)	167.200	182.693
OTRAS EMISIONES AL AIRE		
SO ₂ (toneladas)	29.800	34.263
NO _x (toneladas) ⁽⁵⁾	35.399	33.858
COVNM (toneladas) ⁽⁵⁾	45.851	41.667



⁽¹⁾ Las magnitudes a 31 de diciembre de 2014 correspondientes a la gestión energética y de carbono están sujetas a un proceso de verificación independiente que termina con posterioridad a la formulación de este informe, los valores definitivos estarán disponibles en la web de repsol.com.

⁽²⁾ Para el cálculo del consumo energético se ha seguido nuestra guía de Aplicación de Parámetros Ambientales (APA) que considera todos los combustibles quemados en la instalación a fin de generar la energía requerida por los procesos (tanto combustible externo, normalmente gas

natural, como combustible interno generado en la instalación), así como el balance neto de importaciones y exportaciones de vapor y electricidad.

(3) Los datos correspondientes a 2013 han sido modificados respecto al Informe de Gestión 2013, como consecuencia de la verificación posterior tras su formulación.

(4) Se incluyen las emisiones de N₂O que serán verificadas bajo Norma ISO14064.

(5) Los datos correspondientes a 2013 han sido modificados respecto al Informe de Gestión 2013.

(6) Los datos de residuos correspondientes a 2014 pueden experimentar alguna modificación cuando se realice la declaración anual de residuos a las Administraciones Públicas. Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a los de perforación:

2014	2013
105.469 toneladas	115.978 toneladas

CAMBIO CULTURAL EN SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

En Repsol entendemos que desarrollar una cultura de seguridad y medio ambiente compartida por toda la Compañía es vital para alcanzar nuestros objetivos. Para ello trabajamos en proyectos que conciencien a todos nuestros empleados y colaboradores. Este año se ha realizado la Encuesta de percepción en seguridad Dupont y se ha conseguido mejorar un 29% con respecto a la realizada en el año 2010.

Desde 2012 la Compañía ha trabajado en un Plan de Liderazgo con el objetivo de mejorar la cultura de seguridad y medio ambiente a través de sus líderes. En 2014 hemos dado un paso más ampliando nuestros programas formativos a otros colectivos, como mandos intermedios y comerciales. Un claro ejemplo es el lanzamiento del Programa EOS (Excellence in Operations and Sustainability), dirigido a nuestros empleados de Exploración y Producción y que refuerza la necesidad de posicionar los requerimientos de seguridad y medio ambiente como prioridad en la toma de decisiones de negocio.

Al mismo tiempo, Repsol ha definido sus 7 atributos de cultura en seguridad y medio ambiente que serán claves para el desarrollo de nuevos proyectos. Asimismo se está trabajando en una metodología para el diagnóstico interno, de forma que nos permita ir avanzando en el desarrollo de una cultura excelente en seguridad y medio ambiente.

6.3) FISCALIDAD

Política y estrategia fiscal de Repsol

La política fiscal de Repsol está alineada con la misión y los valores de la compañía, así como con la estrategia de los negocios a largo plazo. En consecuencia, Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y ofreciendo soluciones con visión global, buscando que la Compañía sea reconocida por aplicar políticas fiscales responsables y promover relaciones cooperativas con los gobiernos y los diferentes grupos de interés.

En las operaciones y modelos de negocio se analiza la eficiencia para la empresa y, en su caso, las posiciones fiscales se toman con base en motivos económicos y empresariales sólidos o en prácticas comúnmente aceptadas, respetando siempre el cumplimiento tanto de la letra como del espíritu de las leyes aplicables y procurando evitar riesgos, económicos o de reputación, y conflictos innecesarios. Repsol considera que este enfoque respetuoso y equilibrado redundará en la sostenibilidad de sus operaciones a largo plazo.

El Grupo Repsol no hace uso, en la gestión de sus negocios, de estructuras societarias opacas con la finalidad de ocultar o reducir la transparencia de sus actividades ante las autoridades fiscales o cualquier otra parte interesada.

Repsol está adherido desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias elaborado en España en el seno del Foro Agencia Tributaria - Grandes Empresas. Esta iniciativa, impulsada por el Gobierno de España, tiene el objetivo de promover la transparencia, la buena fe y la cooperación con la Administración Tributaria en la práctica fiscal empresarial, así como la seguridad jurídica en la aplicación e interpretación de las normas tributarias.

Por su compromiso con la transparencia, Repsol está adherido, como socio fundador, a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, Extractive Industries Transparency Initiative). Esta iniciativa persigue el fortalecimiento de la gobernabilidad gracias a mejoras en materia de transparencia sobre los pagos realizados por empresas extractivas a los gobiernos y entidades ligadas a los mismos y de las relaciones cooperativas con las autoridades. Repsol desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en varios países que tienen la calificación de “país cumplidor o candidato” (Perú, Noruega, Liberia, Mauritania, Irak, Trinidad y Tobago, Kazajistán, Estados Unidos, Colombia, Sierra Leona, Liberia, Indonesia...).

El Consejo de Administración, a través de la Comisión de Auditoría y Control, revisa periódicamente las políticas fiscales aplicadas.

Impacto fiscal en los resultados de la compañía

El grupo Repsol está sujeto a los diversos impuestos sobre beneficios que existen en los países donde opera. Cada impuesto tiene su propia estructura y tipos de gravamen. Habitualmente los tipos de gravamen aplicables a los resultados obtenidos en la producción de hidrocarburos (*Upstream*) son más elevados que los generales. En ocasiones esos beneficios resultan gravados no solo en el país donde se obtienen, sino también en el país donde residen las entidades titulares de la explotación o sus matrices (doble imposición).

Adicionalmente, el Grupo está sujeto a otros tributos que también minoran su beneficio y, en particular, sus resultados operativos. Es el caso de los impuestos a la producción de hidrocarburos (regalías y similares), tasas y tributos locales, cotizaciones sociales, etc.

En 2014 la carga tributaria total sobre el resultado de las operaciones continuadas de las sociedades controladas y con control conjunto, excepto Gas Natural Fenosa, es la siguiente:

Impacto fiscal en resultados

Importes en millones de euros

Concepto	2014		2013	
	Grupo Repsol		Grupo Repsol	
	Importe	Tipo (**)	Importe	Tipo (**)
Impuesto sobre beneficios	553	54,6%	807	68,4%
Carga tributaria total (*)	1.370	74,9%	1.708	82,1%

(*) Impuesto sobre beneficio + tributos y cotizaciones que minoran el resultado operativo

(**) Impuesto sobre sociedades / resultado operaciones continuadas antes de impuestos, sin GNF

Carga tributaria / resultado operaciones continuadas antes de impuestos sobre beneficios y tributos, sin GNF.

Contribución fiscal por países

Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. Los impuestos que paga representan una parte significativa de la contribución económica que realiza a los países en los que opera. Por ello, Repsol presta una atención prioritaria al cumplimiento de su obligación de pagar los impuestos que, de acuerdo con las normas y principios aplicables, resulten debidos en cada territorio.

El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento por las obligaciones formales, de información y colaboración con la Administración que implica, y conlleva relevantes responsabilidades.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo segmentamos los tributos pagados entre aquellos que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado (por ejemplo, impuesto

sobre sociedades, impuesto a la producción, cuotas sociales a cargo de la empresa...), y aquellos que no minoran el resultado porque se retienen o repercuten al contribuyente final (por ejemplo, impuesto al valor agregado, impuesto sobre ventas de hidrocarburos, retenciones...). A los primeros los denominamos “Carga Fiscal” y a los segundos “Tributos Recaudados”.

En la medición de la contribución fiscal se computan habitualmente sólo los tributos efectivamente pagados, sin incluir, por ejemplo los impuestos sobre beneficios devengados pero que se pagarán en el futuro. Conforme a este criterio, hay que destacar que en 2014 Repsol presentó más de 32.000 declaraciones y pagó 12.674 millones de euros en tributos y cargas públicas asimilables.

El desglose por países de los impuestos pagados por el Grupo (entidades controladas y con control conjunto, excepto Gas Natural Fenosa) es el siguiente:

Tributos efectivamente pagados por país ⁽¹⁾

Millones de euros

PAIS	Tributos pagados		Carga fiscal						Tributos recaudados ⁽²⁾							
	2014	2013	Impuesto sobre Sociedades		Otros		Total		IVA		Impuesto sobre hidrocarburos		Otros		Total	
			2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
España	9.145	8.812	340	188	308	276	648	465	3.145	3.200	4.919	4.825	433	322	8.497	8.347
Portugal	1.129	1.143	12	16	7	11	19	27	421	428	672	669	17	19	1.110	1.116
Italia	357	389	1	2	1	1	2	3	60	51	294	334	1	1	355	386
Rusia	79	89	13	13	47	60	60	73	17	11	0	0	2	5	19	16
Libia	241	566	215	512	24	53	239	565	0	0	0	0	2	1	2	1
Argelia	30	39	25	34	1	1	26	35	0	0	0	0	4	4	4	4
T&T	319	465	179	301	148	164	327	465	-15	-9	0	1	7	8	-8	0
Venezuela	150	67	89	35	48	20	137	55	7	7	0	0	6	5	13	12
Colombia	27	25	18	18	1	1	19	19	0	0	0	0	8	6	8	6
Bolivia	106	91	74	56	3	8	77	64	24	22	0	0	5	5	29	27
Perú	778	815	49	77	106	120	155	196	420	425	187	175	16	19	623	619
Brasil	108	75	33	27	56	35	89	62	1	2	0	0	18	11	19	13
Ecuador	56	39	30	21	10	2	40	24	11	10	0	0	5	5	16	15
USA	78	4	3	1	55	0	58	1	0	0	0	0	20	3	20	3
Resto	71	26	38	7	2	4	40	11	2	-2	0	0	29	17	31	15
TOTAL	12.674	12.645	1.119	1.308	817	757	1.936	2.065	4.094	4.145	6.072	6.004	574	432	10.738	10.580

⁽¹⁾ Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de periodos anteriores. Incluye pagos efectuados por negocios vendidos durante el ejercicio.

⁽²⁾ Incluye las cantidades pagadas a través de los operadores logísticos que actúan como sustitutos.

Gestión de riesgos fiscales

El Grupo cuenta con un mapa de riesgos en el que se identifican específicamente los riesgos fiscales, ya deriven de las políticas fiscales aplicadas, de posibles incumplimientos, de las controversias sobre la interpretación o aplicación de las leyes a casos concretos o de la inestabilidad del marco jurídico fiscal y contractual.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo, cuya aprobación es competencia del Consejo de Administración. Esta política exige un proceso

escrupuloso y permanente de identificación, análisis y evaluación de riesgos por parte de la Compañía, así como la revisión periódica de la eficiencia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos por parte de la Comisión de Auditoría.

En particular, los proyectos de inversión o desinversión y las operaciones relevantes de la compañía incorporan un análisis de sus implicaciones fiscales antes de la toma de decisiones permitiendo al Grupo identificar aquellas inversiones u operaciones que presentan un especial riesgo fiscal.

En la defensa de conflictos y litigios fiscales, Repsol da prioridad a las soluciones amistosas y actúa con transparencia ante las administraciones tributarias, facilitando la información que estimen necesaria en relación con las actividades empresariales desarrolladas por el Grupo. Repsol considera que, en el actual marco fiscal internacional, caracterizado por una creciente complejidad e incertidumbre, son importantes los esfuerzos para reducir el número de controversias y promover la seguridad jurídica y la estabilidad del marco tributario, como aspectos fundamentales para el desarrollo de la actividad económica.

Paraísos fiscales

De acuerdo con su política fiscal, la compañía se ha comprometido expresamente a evitar estructuras de carácter opaco con finalidades tributarias o de ocultación. Por ello, sus principios de actuación en relación con los paraísos fiscales son los siguientes:

- Presencia en paraísos fiscales justificada por motivos de negocio.
- Estricto cumplimiento de la normativa tributaria, tanto española como local, relativa al ejercicio de las actividades empresariales desarrolladas.
- Plena transparencia y cooperación con las administraciones afectadas para facilitar la información que estimen necesaria en relación con las actividades empresariales desarrolladas.
- Aplicación de los criterios y procedimientos generales de administración y control de la gestión del Grupo.
- Supervisión del ejercicio de actividades en paraísos fiscales y autorización de la constitución de sociedades en los mismos por el Consejo, a través de la Comisión de Auditoría y Control.

La compañía realiza una gestión activa que busca reducir su ya limitada presencia en territorios calificados como paraísos fiscales o que se consideran no cooperantes con las autoridades fiscales. A estos efectos, se toman como referencia los listados de paraísos fiscales elaborados tanto por la OCDE como por España. En los últimos diez años, Repsol ha reducido significativamente su presencia en estos territorios, pasando de contar con más de 40 sociedades a no tener ninguna sociedad activa controlada, tal y como se describe a continuación.

Repsol no tiene presencia en territorios incluidos en la lista de paraísos fiscales no cooperantes elaborada por la OCDE en 2012 bajo el enfoque de “falta de transparencia informativa”. La compañía está siguiendo con especial interés el proceso que está llevando a cabo la OCDE, dentro del denominado “Foro de Transparencia”, para la revisión del cumplimiento práctico de los estándares de transparencia y de intercambio de información tributaria por parte de los países miembros.

Centrándonos en la lista española de paraísos fiscales, en la actualidad Repsol tampoco posee sociedades activas controladas en dichos territorios. No obstante, existen cuatro sociedades inactivas y/o en proceso de liquidación⁽¹⁾. A su vez, Repsol cuenta con una sociedad que no está constituida en un paraíso fiscal pero que desarrolla su actividad (exploración de hidrocarburos) en un territorio de dichas características,

⁽¹⁾ Greenstone Assurance Ltd (Bermudas)(en situación de “run off”), Hunt Pipeline Co. Of Peru, Ltd. (Islas Caimán), Repsol International Capital, Ltd (Islas Caimán) y Repsol Exploration Services, Ltd, (Islas Caimán)

Liberia, a través de un establecimiento permanente que está sujeto en dicho país al régimen propio de la industria extractiva (recordemos que Liberia es miembro cumplidor de la iniciativa “EITI” antes mencionada, la cual promueve la transparencia en la industria extractiva).

Por otra parte, Repsol tiene participación minoritaria en tres sociedades activas localizadas en paraísos fiscales:

- i) Oil Casual Insurance (4,4%; Bermudas) y Oil Insurance, Ltd (1,09%; Bermudas): compañías mutuas de seguros del sector oil&gas, que cubren riesgos del Grupo desde Bermuda, jurisdicción donde comúnmente se localizan entidades de seguro que cubren riesgos internacionales de la actividad petrolera;
- ii) OCP, Ltd (29,66%, Islas Caimán): compañía que incorpora un convenio de asociación internacional (joint venture), en una jurisdicción habitualmente utilizada a tales efectos, para la participación en una sociedad operativa ecuatoriana que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (oleoducto de crudos pesados).

La presencia del grupo en estos territorios no obedece a un propósito de limitar la transparencia de sus actividades o de aplicar prácticas indeseables –mucho menos ilegales–, sino que responde a finalidades apropiadas y se acomoda a estándares habituales en el sector.

Cabe resaltar que, en cualquier caso, la constitución o adquisición de participaciones en entidades domiciliadas en países o territorios que tengan consideración de paraísos fiscales debe ser informada al Consejo de Administración de Repsol, a través de la Comisión de Auditoría y Control.

6.4) INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i)

Repsol, mediante la investigación, el desarrollo y la innovación busca desarrollar soluciones para afrontar los desafíos tecnológicos que la industria energética tiene planteados. Para ello nos impulsamos en el talento de nuestros equipos y en la cooperación, trabajando en red con grupos científicos de excelencia tanto españoles como internacionales.

El Centro de Tecnología Repsol (CTR) situado en Móstoles, inaugurado en el año 2002, es el corazón científico y tecnológico desde donde la compañía centraliza sus actividades de I+D+i. Es el centro de investigación privado más grande de España y su misión es crear valor y conocimiento propio por medio de la I+D+i. En este complejo de 56.000 metros cuadrados se llevan a cabo investigaciones de alto nivel en *Upstream*, refino, combustibles, química, y energías alternativas, que son reconocidas a nivel internacional. En él trabajan más de 400 investigadores y técnicos, contando con la colaboración de universidades y centros tecnológicos externos en algunos de los proyectos, siempre con el objetivo de alcanzar la máxima eficiencia y calidad.

En 2014, Repsol invirtió 82 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en el CTR, a los que hay que sumar otros 8 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía (en 2013, estas ascendieron a 83 y 6 millones, respectivamente). Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos ha sido de más de 24 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2014, el Centro de Tecnología participó en 13 proyectos impulsados por la Administración Española y 8 proyectos de la Unión Europea, (en 2013, fueron 12 y 3 proyectos, respectivamente), así como en un proyecto de cooperación internacional con Chile.

INDICADORES OPERATIVOS	2014	2013
Inversión I+D (millones de euros) ⁽¹⁾⁽²⁾	90	89
Nº contratos de colaboración científica externa	105	122
Proyectos impulsados por la Administración Española	13	12
Proyectos impulsados por la U.E.	8	3
Proyectos internacionales	1	1

⁽¹⁾ Indicador calculado de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “Información por segmentos” de las Cuentas Anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2014.

⁽²⁾ Importes calculadas utilizando las guías establecidas en el manual de Frascati de la OCDE y la EU Industrial R&D Investment Scoreboard presentado anualmente por la Comisión Europea.

Programas de I+D del Upstream

Durante el año 2014, han finalizado algunos de los Proyectos Estratégicos de Investigación en línea con los objetivos marcados en el Plan Estratégico de Tecnología *Upstream* 2011-2015 y han avanzado de una manera muy importante las actividades del resto del Plan.

A comienzos del año finalizó el proyecto para la generación de modelos y herramientas propias de Optimización de los Planes de Desarrollo de yacimientos. Para ello se han desarrollado un conjunto de tecnologías de captación de datos y simulación basados en diferentes algoritmos propios que permiten mejoras importantes en los resultados de la optimización y en la valoración de oportunidades. En la actualidad, ya se cuenta en la compañía con varios pilotos de aplicación exitosa de esta herramienta.

Dentro del resto de áreas tecnológicas clave, el conjunto de proyectos continúa su evolución según los planes definidos. Entre ellos se encuentran proyectos cuyo objetivo es visualizar el subsuelo mediante tecnologías avanzadas geofísicas, para mejorar la definición de los prospectos y optimizar la ubicación de los sondeos. Otro conjunto de proyectos se enfocan a entender las características de los almacenes a través del desarrollo de herramientas y métodos para el análisis y modelización de las rocas y de los fluidos contenidos, que permitan a la larga reducir los costes en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos. Por último, se ha avanzado en proyectos centrados en la caracterización más específica de los fluidos durante su extracción y transporte, abordando también el aseguramiento del flujo y potenciales problemas de corrosión. Las herramientas desarrolladas a través de estos proyectos ya están teniendo una aplicación temprana en diversos activos de la compañía.

Se están llevando a cabo actividades relevantes en proyectos de recuperación mejorada con alto potencial futuro en diversos yacimientos y actividades de investigación en aplicaciones de la nanotecnología a diversos campos, entre ellos la perforación. También se están desarrollando tecnologías relacionadas con hidrocarburos no convencionales, abarcando desde crudos extrapesados hasta *shale gas/oil*.

En colaboración con un importante socio tecnológico internacional, en este año 2014 se ha comenzado un proyecto de investigación, para desarrollar la primera aplicación de los Sistemas Computacionales Cognitivos a la industria del petróleo. Se trata de un ambicioso reto que, mediante la aplicación de la nueva era de sistemas de computación inteligente, permitirá optimizar el acceso y extracción de información de las ingentes cantidades de datos (“Big data”) de la industria y la toma de decisiones en nuestros activos del *Upstream*.

Por último, se han llevado a cabo tareas de optimización de la herramienta de vigilancia y detección temprana de derrames de hidrocarburos (HEADs) en medio acuático desarrollada en 2013. Esta herramienta es capaz de identificar cantidades muy pequeñas de forma automática en cualquier condición atmosférica o de luz. El desarrollo ya se encuentra implantado en el pantalán de Tarragona y en la plataforma Casablanca (frente a las costas de Tarragona) y se está analizando su ubicación en otros entornos y países. Este proyecto es un ejemplo evidente del compromiso de Repsol con el medioambiente.

Programas de I+D del Downstream

Durante el ejercicio 2014, la actividad tecnológica para los negocios del Downstream se ha concentrado en la mejora de eficiencia operativa y energética, la diversificación de productos y el cuidado del medioambiente.

En Refino las actividades más relevantes se han enfocado en el ámbito de la eficiencia operativa, incorporando nuevos desarrollos matemáticos en los modelos de programación de producción y el diseño e implantación de modelos integrales para la operación de las plantas de conversión, con el objetivo de incrementar su margen.

La actividad de tecnología en diversificación de productos ha tenido en este año aplicación en casi todos los negocios del *Downstream*. A destacar, el desarrollo de productos y procesos eco-eficientes ligados a los asfaltos que contribuyen a la diferenciación y a su expansión internacional. En concreto, se han desarrollado nuevos formatos de producto exportables, aptos para ser transportados a largas distancias sin pérdidas de prestaciones, así como el diseño de emulsiones especiales para su empleo en el reciclado total de firmes a baja temperatura, tecnología que constituye una de las opciones más eco-eficientes en el sector de la carretera. También se ha avanzado en la investigación para obtención de aceites extensores no etiquetables mediante la utilización de crudos alternativos y nuevos procesos.

Apoyándonos en líneas de colaboración existentes con instituciones internacionales, se ha desarrollado una extensa experimentación para demostrar el potencial Fuel Economy de fórmulas de lubricantes, tanto de motor como de cajas de cambio y diferenciales.

En lo relativo al GLP de automoción, uno de los proyectos de más éxito en 2014 ha sido conseguir demostrar que el Autogas en motores de inyección directa en fase líquida, cumple la exigente normativa de emisiones Euro 6c, que será exigible desde 2017, tanto en emisiones de gases (CO, HC y NOx), como en número de partículas, sin necesidad de filtro de partículas. La reducción de emisiones de CO₂ lograda es de casi un 15% respecto a gasolina, lo que posibilitaría alcanzar en 2015 el objetivo de emisiones de CO₂ propuesto para el año 2020. Se han presentado dos solicitudes de patente europea derivadas del proyecto.

La actividad en tecnología Química en 2014, ha continuado profundizando en la mejora de la competitividad del negocio y ha tenido como ejes fundamentales de actuación la eficiencia y la diferenciación que se concretan en (i) proyectos y planes de acción para la reducción de consumos específicos y mejoras operativas en los procesos propios, (ii) la reducción de costes e impacto ambiental de los productos a través de nuevos catalizadores y/o materias primas y (iii) el desarrollo de nuevos productos con prestaciones más avanzadas, bien por mejoras en la tecnología propia, bien por la incorporación de tecnologías novedosas en fase de desarrollo.

Negocios emergentes (NNEE)

Repsol impulsa y gestiona nuevas iniciativas en áreas emergentes que puedan generar oportunidades de negocio con base tecnológica y que permitan desarrollar la estrategia de la compañía, más allá de sus negocios tradicionales. Para ello dispone de tres herramientas:

1. Corporate Venture Capital: su objetivo es captar y capitalizar la innovación externa mediante inversiones en *start-ups* de base tecnológica con gran potencial de desarrollo, en áreas tradicionales o emergentes de la Compañía. Estas participaciones se realizan a través de Repsol Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.
2. Generación de Negocios Emergentes: su objetivo es la generación de negocios sostenibles a largo plazo que, a futuro, permitan su integración con otras áreas/negocios de Repsol, contribuyendo con la visión y estrategia global de la compañía.

3. Valorización de Tecnología: comercializar toda la propiedad intelectual generada en el área de Tecnología que sea susceptible de ser valorizada, así como aquellas tecnologías desarrolladas o adquiridas por Repsol que se deseen valorizar externamente.

En 2014, se ha continuado con el desarrollo de los proyectos adaptándose al portafolio de sociedades participadas, compuesto por:

- Principle Power Inc., en cuyo capital tenemos una participación del 24,7%, es la primera empresa en el mundo que ha sido capaz de diseñar, instalar y operar una estructura flotante semi-sumergible para la generación eólica offshore. El primer prototipo a escala real, WindFloat, está equipado con una turbina Vestas de 2MW, ha producido 12 GWh desde su puesta en marcha a finales de 2011.
- Graphenea, en cuyo capital participamos con un 5,2% desde 2013, dentro del marco del programa INNVIERTE⁽¹⁾, es uno de los principales productores de grafeno de Europa. Es socio del Graphene Flagship, el programa de investigación más grande puesto en marcha por la Unión Europea.
- IBIL, sociedad, participada al 50%, por medio de la que Repsol sigue desarrollando la actividad relacionada con el suministro de energía para la movilidad eléctrica, cuenta con, aproximadamente, 450 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado y continúa consolidando la red de infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol. Gracias al programa de movilidad eléctrica de IBIL, Repsol Nuevas Energías, S.A. consiguió acreditar por segundo año consecutivo la reducción de emisiones de CO₂ y ha sido seleccionado por tercer año consecutivo por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, dentro de la convocatoria de los Proyectos CLIMA 2014.
- Scutum Logistic, S.L., sociedad en la que adquirimos un porcentaje del 16,7% de su capital en 2014, en el marco del programa INNVIERTE, que se dedica al diseño, producción y venta de plataformas eléctricas y sistemas de extracción de baterías para motos eléctricas.

Nuevas Tecnologías

La apuesta de Repsol por la investigación en las nuevas tecnologías para la energía queda enmarcada en tres áreas de investigación:

- Biotecnología, para el desarrollo de capacidades tecnológicas en biología sintética aplicadas al sector de la energía mediante la consolidación de un grupo investigador que sitúe a Repsol en una posición de liderazgo en este nuevo campo. En este sentido, se ha diseñado y se encuentra en fase de desarrollo un microorganismo a partir de una nueva ruta metabólica sintética, no identificada en la naturaleza hasta ahora, para la generación de biocombustibles avanzados novedosos. Adicionalmente, se ha llevado a cabo un estudio de prospección que ha permitido identificar interesantes oportunidades de la biotecnología para dar respuesta a problemas en distintos eslabones de la cadena de valor de la industria del petróleo, lo que está orientando la actividad de biotecnología a aspectos de bioprospección, upgrading de crudo y recuperación mejorada.
- Valoración del CO₂, que consiste en convertir el CO₂ en productos de valor añadido, se ha finalizado el proyecto Transforma CO₂, llevado a cabo en colaboración con universidades, empresas y centros tecnológicos, para abordar en modo exploratorio y competitivo el estudio de las tecnologías más prometedoras identificadas. Como conclusión, se ha seleccionado la tecnología de mayor interés y potencial, denominada Fotosíntesis Artificial, que permite la transformación de la energía solar en energía química utilizando el CO₂ como materia prima.

⁽¹⁾ El programa INNVIERTE forma parte de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020, aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros, el 1 de febrero de 2013.

- Almacenamiento de energía eléctrica para el transporte, se han consolidado mediante la participación de Repsol en consorcios internacionales, donde se investigan las tecnologías de baterías con mayor potencial para superar las limitaciones de los vehículos eléctricos actuales. Asimismo, se han evaluado e investigado diferentes modelos de vehículos eléctricos y soluciones de recarga rápida con el propósito de entender y mejorar aspectos como la velocidad de recarga y su impacto sobre la batería del vehículo.

Innovación

Repsol, apuesta por la innovación, como factor clave de nuestra competitividad dónde reside la capacidad de generar ideas y llevarlas a la práctica en un entorno de colaboración y aprendizaje colectivo continuo.

Durante el año 2014, su actividad principal ha estado centrada en:

- Impulso y apoyo de equipos transversales para la definición de retos, identificación de nuevas soluciones y desarrollo de oportunidades alrededor de los principales retos de innovación de nuestra compañía: eficiencia energética, la diferenciación de nuestro negocio químico, la aportación de valor al cliente a través de las tecnologías digitales, el desarrollo de nuestros valores y la búsqueda de oportunidades transversales entre negocios.
- Despliegue de Lean Management⁽¹⁾ como palanca de transformación para lograr la mejora continua y sostenible de nuestras operaciones, con foco durante este año en la optimización de la cadena de suministro en Química, la fiabilidad de nuestros complejos industriales, la gestión de la información técnica, el envasado de lubricantes y varios servicios corporativos.
- Primera edición del Premio a la Innovación, con el que se reconocen tanto las iniciativas implementadas con éxito como aquellas que no han obtenido resultado pero han generado un aprendizaje colectivo relevante. De las más de 500 iniciativas presentadas, las ganadoras han sido elegidas por la organización a través de un proceso colectivo en el que ha participado aproximadamente un 25% de la plantilla.

Durante este año más de 800 profesionales han realizado alguna de las acciones formativas, presenciales o virtuales que hemos desarrollado y puesto a disposición de la organización para desarrollar los conocimientos y actitudes de innovación

Después de varios años impulsando y potenciando la cultura de innovación en la compañía, hemos finalizado este año con la definición de las principales iniciativas y áreas responsables que deben permitirnos dar un salto cualitativo en el despliegue estructurado y sistemático de la innovación en la compañía.

6.5) SOCIEDAD

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Repsol refuerza su estrategia de negocio con la búsqueda de mejores soluciones energéticas que contribuyan al desarrollo sostenible. Esto es posible gracias a una visión de futuro que se sustenta en la responsabilidad corporativa como uno de sus atributos fundamentales.

A través de su modelo de responsabilidad corporativa, la compañía responde a las necesidades actuales y futuras de sus partes interesadas. Repsol trabaja cada día para estar en capacidad de identificar y

⁽¹⁾ Metodología de trabajo simple, profunda y efectiva, enfocada a incrementar la eficiencia productiva en todos los procesos a partir de que se implanta la filosofía de gestión de mejora continua en tiempo, espacio, desperdicios, inventario y defectos, involucrando de manera directa al trabajador.

comprender sus expectativas a nivel global y local, tanto en países como en centros operativos, con una actitud proactiva.

A lo largo de 2014, la compañía ha seguido extendiendo la implantación de su sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa, con la creación de nuevos Comités de Responsabilidad Corporativa, el desarrollo de estudios de identificación de expectativas y la publicación de planes de sostenibilidad.

En este ejercicio se han constituido dos nuevos comités de responsabilidad, uno en Trinidad y Tobago y otro en el centro operativo de Petronor. Estos comités se suman a los ya existentes de país en España y Portugal, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Perú y Venezuela y de los centros operativos de A Coruña, Cartagena, Puertollano y Tarragona. Los miembros de cada comité se reúnen al menos dos veces al año para analizar de forma conjunta las expectativas de las partes interesadas, en cada país, e integrarlas en la toma de decisiones proponiendo, como resultado de este ejercicio de reflexión, los correspondientes planes de sostenibilidad compuestos por acciones que, se desarrollarán para mejorar el desempeño ético, social y ambiental de la compañía y dar respuesta a las expectativas de sus partes interesadas.

En cuanto a los planes de sostenibilidad de Repsol, estos conforman la respuesta tangible a las demandas de la sociedad, representada a través de las partes interesadas de la compañía, cuyas preocupaciones y expectativas se ven reflejadas en los compromisos plasmados en estos planes a través de acciones concretas y medibles.

En 2014 se han publicado los planes de sostenibilidad anuales 2014 de Brasil y de los centros operativos de A Coruña, Cartagena, Puertollano y Tarragona. Estos planes se incorporan a los ocho planes de sostenibilidad bienales 2013-2014 ya vigentes que se publicaron en 2013. Uno correspondiente al Corporativo y siete de país (España y Portugal, Bolivia, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Perú y Venezuela).

En total, en estos dos últimos años, Repsol ha comprometido públicamente 574 acciones con una vinculación a retribución variable promedio del 86%, entre todos los planes de sostenibilidad publicados, dirigidas a maximizar los impactos positivos y prevenir los impactos negativos de su actividad.

Contar con un modelo que integre las expectativas de nuestras partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía nos permite trabajar en la generación constante de valor a largo plazo. Este esfuerzo es reconocido internacionalmente, y una prueba de ello es nuestra presencia continuada en los índices de sostenibilidad Dow Jones y FTSE4Good, que reconocen a las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad.

Para más información en relación a la Responsabilidad Corporativa véase “*Informe de Responsabilidad Corporativa 2014*” contenido en la web de Repsol.

ACCIONISTAS E INVERSORES

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores, cuya misión es atender a los accionistas de Repsol, tanto inversores institucionales como accionistas minoritarios, además de los analistas que siguen a la compañía, en todo lo relacionado al acceso a información financiera y operativa de la compañía, así como a los hechos que puedan afectar al valor de la acción.

Durante el año 2014, la dirección de Relación con Inversores no solo ha mantenido el seguimiento de los principales inversores institucionales de Repsol, sino que además ha profundizado en la apertura de nuevos mercados no visitados hasta ahora, con el objeto de ampliar nuestra base accionarial. Con este propósito se han visitado potenciales nuevos inversores en Brasil, Sudáfrica y Polonia, entre otros. Además se hicieron *roadshows* donde la alta dirección explicó a los inversores y analistas el acuerdo firmado con Talisman Energy para su potencial adquisición.

En lo relativo a la atención al accionista no institucional, en el año 2013 se creó “Repsol en Acción”, un modelo de relación con accionistas minoritarios basado en las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y transparencia. Como herramienta fundamental de comunicación, se ha desarrollado dentro de la página web corporativa un apartado especial en la sección de inversores dedicado a los accionistas de Repsol, con el fin de mantenerles informados sobre los principales acontecimientos que suceden en la compañía. Durante 2014, Repsol en Acción celebró 90 eventos con accionistas. Dentro de los mismos, destacan los roadshows para accionistas, durante los cuales se explican en detalle los resultados, estrategia y otros hitos de la compañía a grupos de accionistas en las ciudades en las que residen.

Adicionalmente, Repsol dispone de una oficina de atención a los accionistas minoritarios y un call center con un número gratuito que presta un servicio permanente en horario laboral para cualquier información o duda que los accionistas presenten.

Durante el año 2014, el área de relación con Inversores ha consolidado su modelo de atención al colectivo de inversores institucionales socialmente responsables, que es cada vez más numeroso en el accionariado de Repsol. Esta área especializada en inversores que cuentan con criterios de valoración que incluyen cuestiones éticas, sociales y ambientales, se creó en el año 2013. Las acciones realizadas incluyen la celebración por vez primera del “Repsol Sustainability Day”, un evento dedicado en exclusiva a este tipo de inversores, donde se expusieron las acciones más relevantes que las distintas áreas de Repsol llevan a cabo en materia de sostenibilidad. La comunicación con este tipo de inversores se ha consolidado así mismo mediante la asistencia a conferencias específicas y roadshows, uno de ellos con la Alta Dirección de la compañía.

Anualmente se publica un informe de interacción con inversores socialmente responsables, que recoge las cuestiones más relevantes planteadas por los inversores durante estos eventos.

Por último, los inversores y accionistas disponen de una aplicación para acceder a la información financiera de la compañía a través de dispositivos móviles (tabletas y teléfonos inteligentes). Dicha aplicación puede ser descargada de manera gratuita a través de la página web de Repsol.

A continuación, encontramos un resumen de los principales indicadores que respaldan la interacción de la compañía con los inversores y la comunidad financiera a través de los diferentes canales de comunicación establecidos:

INFORMACIÓN ACCIONISTAS E INVERSORES	2014	2013
Llamadas atendidas por la Oficina de Información al Accionista (OIA) ⁽¹⁾	41.000	34.000
Accesos web Repsol ⁽²⁾	459.000	443.000
Consultas vía mail	~10.000	~10.000
Roadshows inversores institucionales (ciudades) ⁽³⁾	31	37
Roadshows inversores institucionales socialmente responsables ⁽³⁾	8	8
Roadshows con accionistas minoritarios ⁽³⁾	21	11
Eventos para accionistas minoritarios	90	64
Miembros de la comunidad "Repsol en Acción"	39.000	23.000
Inversores institucionales contactados	>800	>800

⁽¹⁾ La OIA atiende a accionistas minoritarios, tanto actuales como potenciales. Incluye las llamadas atendidas por el Call Center.

⁽²⁾ Total de visitas realizadas al apartado de Accionistas e Inversores (versión en castellano e inglés)







⁽³⁾ Los roadshows son desplazamientos a diferentes ciudades para visitar a inversores institucionales o a accionistas minoritarios. Incluye roadshows con inversores socialmente responsables.

REPSOL EN INTERNET

La presencia de la Compañía en internet se canaliza principalmente a través de la web corporativa repsol.com, que constituye una plataforma de comunicación transversal y una herramienta de marketing para los diferentes negocios. La web de Repsol es un referente en términos de contenidos, transparencia y accesibilidad de la información.

Durante los once últimos años, el portal repsol.com se ha posicionado entre las primeras webs europeas, según el estudio que realiza periódicamente la consultora internacional Comprend. En dicho ranking, la web de la compañía siempre ha ocupado la primera posición en España. En 2014, además, se ha posicionado como la segunda del sector Oil&Gas a nivel internacional.

Además, Repsol cuenta con otros activos de especial relevancia, como la web guiarepsol.com, completamente renovada en 2014, y aplicaciones para dispositivos móviles. Por otro lado, la presencia en las redes sociales, especialmente en Facebook, Twitter y LinkedIn, ha cobrado especial relevancia, contando de manera conjunta con cerca de 340.000 seguidores.

PRINCIPALES INDICADORES DE ACTIVIDAD EN INTERNET		2014	2013
	Visitas a la web (promedio mensual)	2.900.000	2.800.000
	Usuarios únicos (promedio mensual)	1.793.000	1.600.000
	Seguidores de Facebook	146.000	127.000
	Seguidores de LinkedIn	112.000	50.000
	Seguidores de Twitter	80.000	56.000
	Palabras posicionadas en el Top 20 de Google ⁽¹⁾	16.000	5.500

⁽¹⁾ Valor estimado en 2014 y 2013 de 650.000 y 210.000 euros, respectivamente.

PUBLICIDAD, PATROCINIO Y RELACIONES PÚBLICAS

A lo largo de 2014 se han realizado campañas publicitarias que han servido para dar visibilidad a proyectos estratégicos de la compañía y han trasladado, además, el compromiso de Repsol en temas de gran relevancia para la sociedad, como la capacidad de Repsol para generar empleo, el apoyo al emprendimiento y a la formación, entre otros. En el plano comercial, se han realizado numerosas acciones publicitarias y promocionales que han servido para destacar la calidad de nuestros productos y el compromiso de Repsol con sus clientes.

Como marca responsable, nos preocupa el rigor de nuestra comunicación publicitaria. Para ello seguimos adoptando mecanismos y códigos voluntarios que dan transparencia y veracidad a todas estas comunicaciones (como la pertenencia a la Asociación para la Autorregulación de la Comunicación Comercial o la adhesión al Código de Autorregulación sobre Argumentos Ambientales en Comunicaciones Comerciales).

Un año más, los programas de patrocinio y relaciones públicas, han contribuido a generar notoriedad para la marca Repsol y a reforzar la imagen de empresa líder, innovadora y comprometida con la sociedad.

Durante la temporada 2014, Marc Márquez consiguió su segundo campeonato mundial de MotoGP, siendo el piloto más joven en conseguir dos títulos consecutivos en esta categoría, y con su compañero Dani Pedrosa, consiguieron que el Equipo Repsol Honda se alzase un año más con el título de campeón del mundo por equipos. Este programa de patrocinio favorece, sin duda, el conocimiento de la compañía a nivel mundial facilitando así su expansión internacional. Además, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos para la alta competición del motor permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, ser capaz de responder a las elevadas expectativas de sus clientes.

En 2014 se ha continuado con el apoyo al programa FIM CEV⁽¹⁾ Repsol y con el programa de becas de la Escuela Monlau Repsol, generando oportunidades y una adecuada formación para jóvenes deportistas y profesionales.

De acuerdo con el firme compromiso de Repsol con el futuro de la energía y el respeto al medio ambiente, la compañía ha compensado un año más las emisiones de CO₂ correspondientes a su participación en el mundial de MotoGP, la celebración de su Junta General de Accionistas y su participación en el XXI World Petroleum Congress.

⁽¹⁾ Campeonato internacional junior de motociclismo en el que se forman jóvenes pilotos y del que Repsol es el principal patrocinador

7. EVOLUCIÓN PREVISIBLE

7.1 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL ENTORNO MACROECONÓMICO

Las perspectivas de crecimiento económico mundial, si bien son positivas, son sistemáticamente menores de lo esperado tres meses antes. En el año 2014 han aumentado los temores de que la débil recuperación se mantenga en el tiempo.

Las previsiones para la economía mundial indican que en el año 2015 repuntará la tasa de crecimiento con respecto a 2014, para llegar al 3,5%. De este crecimiento, si bien la mayor parte procede de las economías emergentes, está más equilibrada la aportación que realizan respecto a las avanzadas en comparación con los últimos años. En las economías avanzadas se asentará la recuperación con un crecimiento del producto interior bruto real de un 2,4% en 2015, seis décimas más que en 2014 y que se explica, fundamentalmente, por el avance de la economía norteamericana.

El crecimiento en las economías emergentes y en desarrollo se espera que sea del 4,3% en 2015 y que repunte muy ligeramente los años siguientes, de la mano fundamentalmente de la demanda doméstica en dichas economías y del sector exterior. Si bien en muchos casos se han visto revisadas las previsiones de crecimiento a la baja, de realizarse las reformas estructurales adecuadas, muchas economías podrían restituir su potencial de crecimiento.

En el caso de la economía española, las previsiones de crecimiento avanzan a un ritmo de crecimiento para 2015. El Fondo Monetario Internacional (FMI) las sitúa en el 2%, y la Comisión Europea en el 2,3% y si bien persisten riesgos reflejados en la revisión a la baja de las perspectivas globales por parte del FMI, hay que reconocer que en las últimas semanas estos riesgos han disminuido como consecuencia de la bajada de precios del crudo y del anuncio de compra de bonos por parte del BCE. Las previsiones de Repsol sitúan el crecimiento del PIB de 2015 en un 2,6%, en línea con las principales casas de análisis nacionales.

Después de una fuerte recesión y de una serie de profundas reformas estructurales, incluyendo la reforma laboral y el proceso de saneamiento de los balances financieros, la economía española está mostrando un avance inequívoco, con la demanda interna siendo la protagonista del crecimiento económico en los próximos meses. No obstante el proceso de reformas no ha concluido y la dinámica bajista de los precios es una tendencia a seguir, ante el riesgo de un periodo prolongado de bajos precios.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2014	2015	2014	2015
Economía mundial	3,3	3,5	3,8*	3,9*
Economías avanzadas	1,8	2,4	1,4	1,0
España	1,4	2,0	-0,03*	0,6*
Economías emergentes	4,4	4,3	5,4	5,7

Fuente: FMI (World Economic Outlook Oct. 2014 y Update Enero 2015) y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol

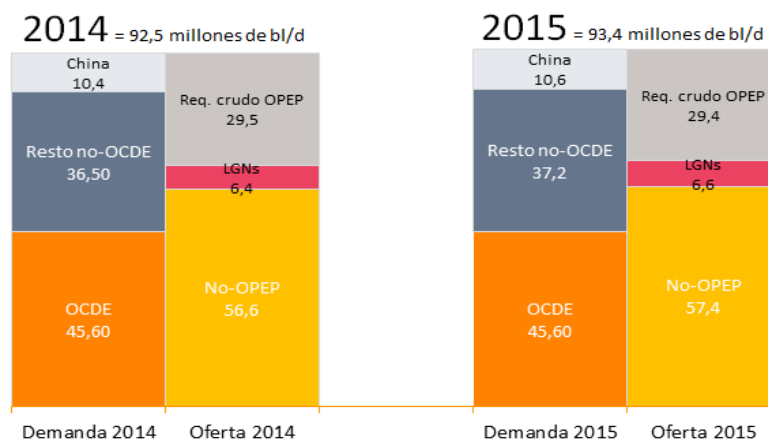
*Estas cifras no fueron actualizadas por el FMI en el update del WEO enero 2015

Perspectivas del sector energético

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el balance oferta-demanda de petróleo estaría determinado por un nuevo aumento esperado de la producción no-OPEP para 2015, de cerca de 800 mil barriles diarios, de los cuales más de un 90% provendría de EE.UU.

Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE, situándose el crecimiento esperado para 2015 en los 900 mil barriles diarios. Este escenario implica una disminución de 100 mil barriles diarios en las necesidades de crudo OPEP y variaciones de inventarios para 2015, partida que entre 2013 y 2014 se redujo en 1,4 millones, presionando a la baja los precios.

Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial



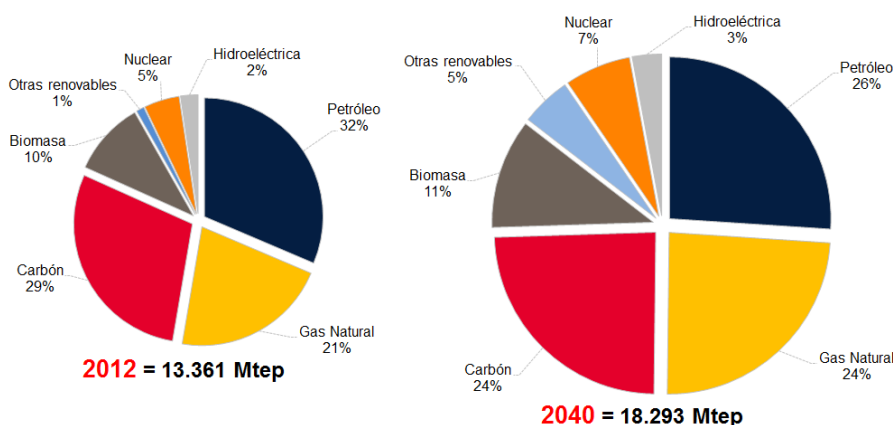
Fuente: AIE y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

Respecto a la evolución de los precios en el corto plazo, el consenso de mercado apunta a una recuperación significativa desde los niveles de finales de 2014, superando en muchos casos los 80 dólares por barril durante el año 2016. La mayor fuente de incertidumbre es el tiempo que tarden los mecanismos de ajuste de la demanda y de la oferta en reflejar sus efectos en el precio. Según episodios pasados, en un contexto de precios bajos se generan por el lado de la demanda claros incentivos al consumo, mientras que por el lado de la oferta se producen notables caídas de inversión que son el paso previo a una ralentización y posterior caída de producción.

A más largo plazo, el incremento de la demanda energética que plantea la Agencia Internacional de la Energía en el escenario base de su informe *World Energy Outlook 2014*, se sitúa en el 33% entre 2011 y 2034, o lo que es lo mismo un crecimiento medio anual del 1,13%, estando la mayor parte de este crecimiento, un 93%, concentrado en los países no-OCDE, debido a su fuerte crecimiento económico y demográfico.

Los combustibles fósiles seguirán siendo el principal motor del mundo, dado que en el 2040 estas tres fuentes (petróleo, gas natural y carbón) abastecerán más de tres cuartas partes de la demanda de energía. Aun así, el petróleo reducirá su cuota, desde el 32% de 2011 hasta el 26% en 2040.

Perspectivas a largo plazo de la matriz de energía primaria mundial



Fuente: AIE y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol

7.2 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LOS NEGOCIOS

Actualmente está concluyendo el proceso de adquisición del 100% del capital social de la compañía canadiense Talisman, operación transformadora e ilusionante que convertirá a Repsol en uno de los actores más importantes del sector energético internacional y que permitirá reforzar su carácter de empresa energética integrada, con un proyecto sólido y competitivo. Una vez culminada la operación se presentará un nuevo plan estratégico ya integrando Talisman a Repsol.

Respecto a los negocios que hoy conforman el grupo, se continuará de acuerdo con las líneas estratégicas establecidas en el Plan Estratégico 2012-2016, poniendo foco en el crecimiento del negocio del *Upstream* y en la excelencia operativa del *Downstream*, manteniendo una retribución competitiva al accionista y la solidez de nuestros ratios financieros.

En el ejercicio 2015, en el negocio del *Upstream*, en un entorno inestable de precios del petróleo, Repsol sigue apostando por lograr un desempeño rentable y sostenible en el tiempo. Los esfuerzos de inversión se centrarán en proyectos de alto valor añadido y por ello el 70% de las inversiones contempladas para 2015 se destinan a esta área. Las inversiones se concentrarán principalmente en proyectos de desarrollo, perforación y construcción de instalaciones, principalmente en Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Trinidad, Argelia y Bolivia, así como en la perforación de sondeos exploratorios.

El compromiso de crecimiento nacido del Plan Estratégico 2012-2016 sigue impulsado por 10 grandes proyectos, de los cuales en 2014 ya estaban en producción Rusia, Lubina-Montanazo, Margarita, Mid-Continent, Sapinhoá, Carabobo y Kinteroni. Se prevé que en 2015 entre en funcionamiento Cardón IV en Venezuela y se continúe el desarrollo de los proyectos ya mencionados, así como Lapa y Reggane cuya puesta en marcha está prevista para 2016 y 2017.

En el negocio del *Downstream* la finalización de los grandes proyectos de Cartagena y Petronor y el objetivo de excelencia operativa están permitiendo superar un entorno de crisis económica en España y Europa. Los objetivos marcados para el próximo año serán:

- Seguir con la mejora de la competitividad de las instalaciones de Refino y Química que conduzcan a una mejora continuada de sus márgenes.
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal y considerando una estabilización de la demanda de carburantes en España después de 6 años de caída continua y un ligero crecimiento en las ventas de productos petroquímicos y GLP.
- Política de mejora de eficiencia, con una estricta contención de costes, salvo en proyectos de crecimiento.

En el entorno previsto, se mantiene la solidez financiera del Grupo para acometer las inversiones requeridas, el mantenimiento del rating crediticio y un retorno competitivo para el accionista.

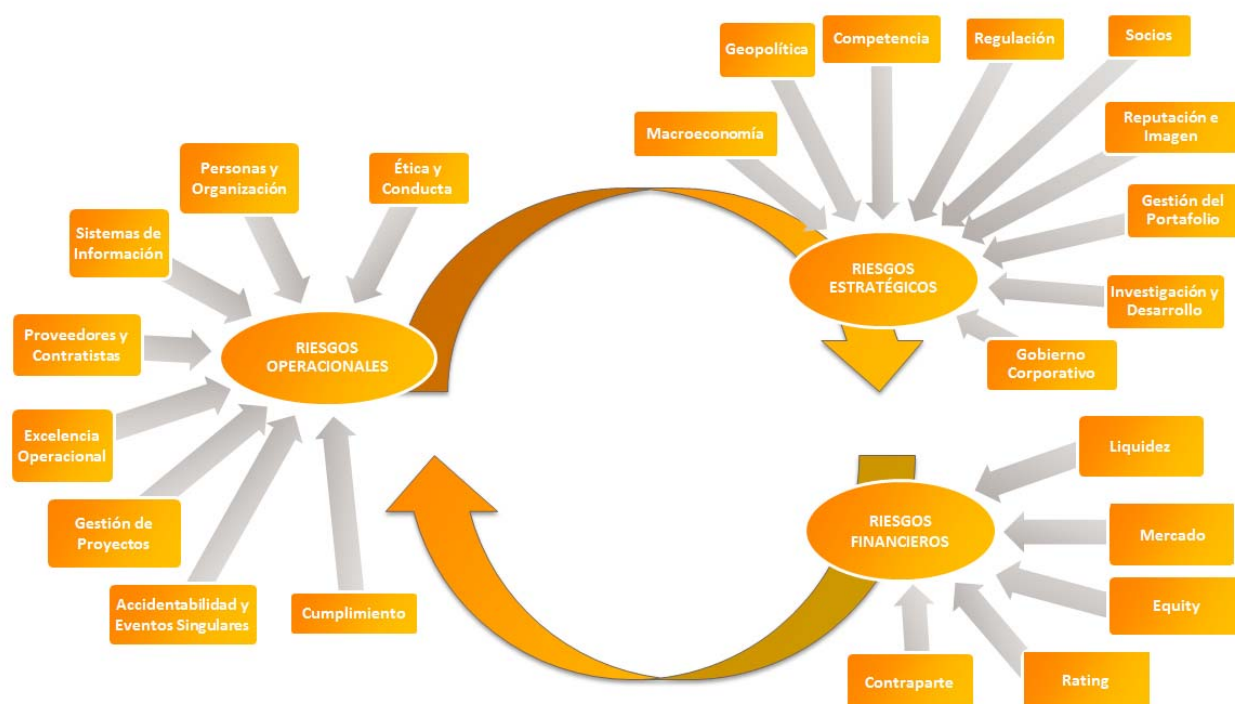
8. GESTIÓN DEL RIESGO

8.1 MODELO DE GESTIÓN DEL RIESGO

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

La Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta. La gestión de riesgos constituye un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Tipología de riesgos



Adicionalmente, Repsol decidió en 2013 avanzar hacia un modelo de gestión integrada con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. Para ello, la Dirección de Riesgos dentro de la Dirección General de Estrategia, Control y Recursos tiene la misión de coordinar e impulsar la gestión de riesgos existente, dándole un enfoque integrado, a través de la implantación del Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol (SGIR).

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en la nueva Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité de Dirección de la Compañía. Este nuevo modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

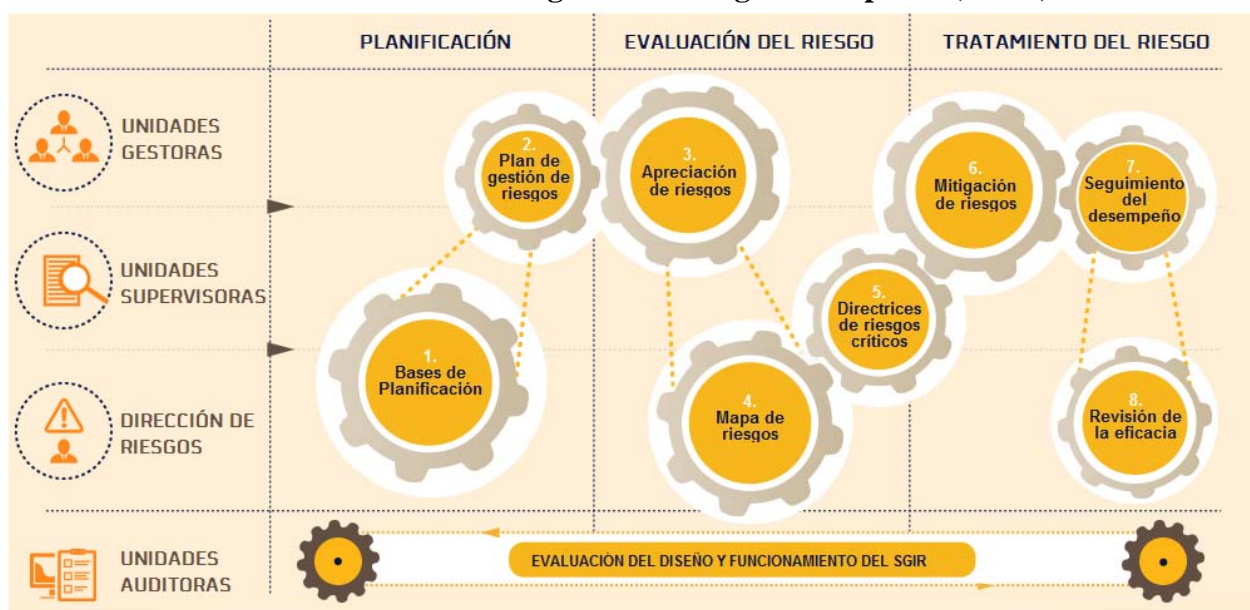
Los pilares fundamentales del SGIR son:

- Liderazgo de la Alta Dirección.

- Modelo común de gestión de riesgos que se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, y que asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- En la implantación del modelo participan los Negocios y las Áreas Corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejercerá funciones de coordinación y gobierno del sistema de gestión integrada.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el SGIR es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol – (SGIR)



En el apartado 6.2 y 6.3 se ofrece información más específica sobre la Gestión de Riesgos de Seguridad y Medioambiente y Gestión de Riesgos Fiscales, respectivamente.

8.2 FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras, como los que se incluyen a continuación.

RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES

Incertidumbre en el contexto económico actual

El crecimiento económico mundial aún es débil y más frágil de lo deseado, pese a que las últimas previsiones del FMI⁽¹⁾ estiman un crecimiento global próximo al 3,3% en 2014 y 3,5% en 2015. Aun así, las preocupaciones sobre un crecimiento económico bajo y desigual han aumentado en los últimos seis meses. Desde el verano de 2014, las perspectivas de crecimiento e inflación han empeorado en la Eurozona, China y

⁽¹⁾ Fuente: World Economic Outlook Enero 2015.

Latinoamérica; a diferencia de lo que ha ocurrido en Estados Unidos y Reino Unido que muestran un mayor dinamismo.

La diferencia en el ritmo de crecimiento ha hecho que los bancos centrales sean divergentes en sus actuaciones. En primer lugar, están los que buscan combatir la baja inflación y estimular el crecimiento mediante la expansión de su balance. Este es el caso del Banco de Japón y al que se suma el Banco Central Europeo que ha anunciado la compra de bonos soberanos y corporativos por un total de 60 mil millones de euros mensuales para reforzar los programas de expansión de balance iniciados en 2014. En segundo lugar, están la Reserva Federal y el Banco de Inglaterra que han culminado sus programas de expansión monetaria, avalados por buenos datos macroeconómicos y ahora se plantean el momento oportuno para comenzar a subir los tipos de interés. La sensibilidad del mercado a la decisión de la FED de subir los tipos de interés es percibida como un factor de riesgo global. Sin embargo, en la última reunión de 2014 el Comité de Mercado Abierto (FOMC)⁽¹⁾ ha dejado explícito que serán “pacientes” al plantearse una subida de tipos. Esta actuación garantiza que no existirá una política monetaria restrictiva en los principales bancos centrales, al menos en la primera mitad 2015, lo que facilitaría una reducción de la volatilidad.

En este contexto, el fuerte desplome de los precios del petróleo ha cambiado la perspectiva de crecimiento y de inflación. Si bien, por una parte, existe el riesgo de que algunos países exportadores de petróleo –incluido Rusia– atraviesen un periodo de bajo crecimiento que pueda derivar en una crisis de balanza de pagos; por otra parte, los países importadores van a crecer por encima de la previsión gracias a la transferencia de ingresos desde los exportadores. Asimismo, las economías emergentes se van a beneficiar más que las desarrolladas al ser más intensivos en el uso de energía. El FMI estima que una disminución de 30 dólares en el precio del barril de crudo puede representar un 0,8% de crecimiento en la economía global en 2015. No obstante, algunos expertos argumentan que no habrá un efecto tan positivo debido a las bajas tasas de interés y a la disminución de las presiones inflacionistas en la mayoría de los países.

Los riesgos geopolíticos continúan latentes en Ucrania y Oriente Medio, siendo el primero el más relevante para los mercados. El desarrollo de eventos geopolíticos podría impactar en los mercados a través de un aumento de la volatilidad y un ajuste de los precios de los activos. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos 10 años el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

⁽¹⁾ Organismo de la Reserva Federal que se encarga de fijar las políticas monetarias y supervisión de las operaciones de mercado abierto.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales.

De manera análoga las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes específicos sobre el beneficio y la producción, y en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera y los resultados operativos del Grupo.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos condicionantes podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por

carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de bloques exploratorios, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Para la estimación de las reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan: las actividades de desarrollo y operaciones, incluyendo la perforación de pozos, las pruebas de producción y estudios. Tras la fecha de la estimación, los resultados de las actividades pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja, en función de la calidad de los datos técnicos y económicos, y su interpretación y valoración. Asimismo, el comportamiento de la producción de los

yacimientos y las tasas de recuperación dependen significativamente de la tecnología y la habilidad para implementarla.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o el resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de la estrategia de Repsol, la compañía puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable. Además, las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de due diligence, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser

inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, el Grupo ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

El Grupo dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países que, en el caso de que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas están vinculados, implicaría que Repsol no sería capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Los riesgos arriba mencionados podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos y requiere del Grupo Repsol una atención y esfuerzo continuados en la mejora de la eficiencia y reducción de los costes unitarios, sin que se produzcan mermas en la seguridad de las operaciones ni en la gestión de los restantes riesgos estratégicos, operacionales y financieros.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que Repsol tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol

La Norma de Ética y Conducta de Repsol, de obligado cumplimiento para todos los empleados del Grupo con independencia de su ubicación geográfica, área de actividad o nivel profesional, establece las pautas generales que deben regir la conducta de la Compañía y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad a la empresa, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos por el Grupo. Los diversos modelos de cumplimiento y control de la compañía incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la Norma de Ética y Conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de la Compañía y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas económicas y/o materiales en el futuro por esta causa.

RIESGOS FINANCIEROS

Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo. En la Nota 17 “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las cuentas anuales consolidadas del Grupo, se analiza la exposición a dichos riesgos y el impacto que éstos pudieran tener en sus estados financieros.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

En el caso de que en el futuro Repsol no fuese capaz de atender sus necesidades de liquidez o tuviese que incurrir en unos costes elevados para afrontarlas, podría producirse un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de la solvencia de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales. Eventuales incumplimientos de las obligaciones de pago por parte de los clientes y contrapartes de Repsol, en el tiempo y forma pactados, podrían ocasionar un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

Riesgos de Mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos de efectivo procedentes de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.
- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.
- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Para mitigar el riesgo de tipo de cambio, y cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que se han identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 17, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 18, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de precio de materias primas (commodities): Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo "*Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol*" y "*Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*"). En la nota 18, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

Para mitigar el riesgo de tipo de interés, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables. Por lo tanto, cambios en las tasas de interés podrían tener un efecto adverso en los negocios, resultado y posición financiera del Grupo.

En la nota 17, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 18, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

Véase la tabla de calificaciones crediticias en el apartado "*4. Situación Financiera*" en este documento.

ACERCA DE ESTE INFORME

Los usuarios de este informe han de tener presente que la información prospectiva, contenida en los diferentes apartados de este documento, refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo, los cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables, sin que pueda considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidos a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los riesgos e incertidumbres principales se describen en el apartado 8 Gestión del Riesgo.

Para la elaboración de este informe se ha tomado en consideración las recomendaciones contenidas en la *“Guía para para la elaboración del Informe de Gestión de las entidades cotizadas”*, que la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) publicó en 2013.

ANEXO I: RECONCILIACIÓN RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA

Millones de euros	DICIEMBRE 2014					
	AJUSTES					
	Resultados Ajustados	Reclasificación de Negocios Conjuntos	No Recurrente	Efecto Patrimonial	Total ajustes	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	2.421	(733)	(663)	(947)	(2.343)	78
Resultado financiero	(273)	(50)	475	-	425	152
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	467	376	49	-	425	892
Resultado antes de impuestos	2.615	(407)	(139)	(947)	(1.493)	1.122
Impuesto sobre beneficios	(886)	407	52	281	740	(146)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.729	-	(87)	(666)	(753)	976
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(22)	-	1	60	61	39
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.707	-	(86)	(606)	(692)	1.015
Resultado de operaciones interrumpidas						597
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.707	-	(86)	(606)	(692)	1.612

Millones de euros	DICIEMBRE 2013					
	AJUSTES					
	Resultados Ajustados	Reclasificación de Negocios Conjuntos	No Recurrente	Efecto Patrimonial	Total ajustes	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	2.170	(722)	(205)	(283)	(1.210)	960
Resultado financiero	(476)	21	(27)	-	(6)	(482)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	505	325	(26)	-	299	804
Resultado antes de impuestos	2.199	(376)	(258)	(283)	(917)	1.282
Impuesto sobre beneficios	(872)	376	(19)	84	441	(431)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.327	-	(277)	(199)	(476)	851
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	16	-	-	12	12	28
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.343	-	(277)	(187)	(464)	879
Resultado de operaciones interrumpidas						(684)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.343	-	(277)	(187)	(464)	195

ANEXO II: RECONCILIACIÓN DE OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA

DEUDA NETA (Millones de euros)	Financiación neta negocios conjuntos	Reclasificación de negocios conjuntos ⁽¹⁾	Deuda financiera neta según balance
Instrumentos financieros no corrientes (activo)	284	248	532
Otros activos financieros corrientes	1.708	805	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.027	(389)	4.638
Pasivos financieros no corrientes	(7.613)	1	(7.612)
Pasivos financieros corrientes	(1.532)	(2.554)	(4.086)
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio ⁽²⁾	191	-	191
TOTAL	(1.935)	(1.889)	(3.824)

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes: Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 15 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.535 millones de Euros minorado en 37 millones de Euros por préstamos con terceros.

⁽²⁾ En este epígrafe se elimina el valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio.

OTRAS MAGNITUDES 31 DICIEMBRE DE 2014 (Millones de euros)	Según Evolución Deuda Neta	Ajuste Negocios conjuntos ⁽²⁾	Inversiones /Desinversiones financieras	Según Estado de Flujos de Efectivo
EBITDA	3.800	(1.268)	-	2.532
Inversiones	(3.729)	1.052	(1.523)	(4.200)
Desinversiones ⁽¹⁾	4.811	(19)	-	4.792

⁽¹⁾ Incluye 219 millones de euros por desinversiones y 4.592 millones de euros correspondientes a la monetización de los bonos de la República Argentina y a la venta de acciones no expropiadas de YPF (reflejados en “Efectos asociados a la expropiación de YPF” del cuadro de Variación de la deuda neta del apartado “Situación Financiera” de la Nota 4).

⁽²⁾ Incluye por la participación en el Grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), 242 millones de euros en el EBITDA, 430 millones de euros en Inversiones y 2 millones de euros en Desinversiones.

ANEXO III: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

	PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD		
	Litros	Barriles	Metros cúbicos	tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos	kWh		
PETRÓLEO	1 barril ⁽¹⁾	bbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615	1,7x10 ⁶
	1 metro cúbico ⁽¹⁾	m ³	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481	10.691,5
	1 tonelada equivalente petróleo ⁽¹⁾	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911	12.407,4
GAS	1 metro cúbico	m ³	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32	10,35
	1.000 pies cúbicos=1,04x10 ⁶ Btu	ft ³	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
	ELECTRICIDAD	1 megawatio hora	MWh	93,53	0,59	0,10	0,08	96,62	3.412,14

⁽¹⁾ Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	pie	ft	0,305	12	1	0,333
	yarda	yd	0,914	36	3	1

			Kilogramo	Libra	Tonelada
MASA	kilogramo	kg	1	2,2046	0,001
	libra	lb	0,45	1	0,00045
	tonelada	t	1.000	22,046	1

			Pie cúbico	Barril	Litro	Metro cúbico
VOLUMEN	pie cúbico	ft ³	1	0,1781	28,32	0,0283
	barril	bbl	5.615	1	158,984	0,1590
	litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	metro cúbico	m ³	35,3147	6,2898	1.000	1

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
bbl / bbl/d	Barril/ Barril al día	kbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbl/d	Mil barriles de petróleo por día	Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes	kscf/d	Mil pies cúbicos estándar por día
bep	Barril equivalente de petróleo	kbep/d	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	MW	Millón de watos
Btu/MBtu/mmBtu	miles de Btu/millones de Btu	km²	Kilómetro cuadrado	MWh	Millón de watos por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	Kt/Mt	Mil toneladas/Millones de toneladas	TCF	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	Mbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatos por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD / Dólar	Dólar americano

ANEXO IV: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

Se incluye como Anexo a este informe, y formando parte integrante del mismo, el Informe anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2014, tal y como requiere el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital.

ANEXO I

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA	31/12/2014
--	------------

C.I.F.	A-78374725
---------------	------------

DENOMINACIÓN SOCIAL

REPSOL, S.A

DOMICILIO SOCIAL

C/MENDEZ ALVARO, 44, MADRID

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
07/07/2014	1.350.272.389,00	1.350.272.389	1.350.272.389

Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí No

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su sociedad a la fecha de cierre del ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	0	82.949.191	6,14%
SACYR,S.A	0	122.208.433	9,05%
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	0	160.675.452	11,90%
BLACKROCK INC	0	40.939.119	3,03%

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	CHEMBRA INVESTMENTS PTE.LTD	82.949.191
SACYR,S.A	SACYR PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L.	122.208.433
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	CAIXABANK, S.A.	160.675.452
BLACKROCK INC	FILIALES BLACKROCK	40.939.119

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BLACKROCK INC	14/04/2014	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK INC	30/05/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social
BLACKROCK INC	20/06/2014	Se ha superado el 3% del capital Social
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	14/10/2014	Se ha superado el 10% del capital Social
HSBC HOLDINGS, PLC	29/05/2014	Se ha superado el 5% del capital Social
HSBC HOLDINGS, PLC	03/06/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social
JP MORGAN CHASE & CO.	06/06/2014	Se ha superado el 3% del capital Social

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
JP MORGAN CHASE & CO.	12/06/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social
PETROLEOS MEXICANOS	04/06/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del Consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ	4.657	0	0,00%
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	280	0	0,00%
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	0	20.025	0,00%
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	6.744	0	0,00%
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	30.282	0	0,00%
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	61	31.673	0,00%
DON ISIDRO FAINE CASAS	280	0	0,00%
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	330.155	924	0,03%
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	1.395	571	0,00%
DON ARTUR CARULLA FONT	57.914	0	0,00%
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	9.745	4.554	0,00%
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	113	987	0,00%
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	50	0	0,00%
DON RENE DAHAN	10.810	0	0,00%
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	34.773	0	0,00%

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BILBAO ORVIETO, S.L.	20.025
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	PRILOU, S.L.	31.673
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	DOÑA ISABEL LOPEZ - MARIN PEREZ	924
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	AFFIDAVIT IMAGEN Y COMUNICACION, S.L.	571
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	AMTRAK, S.L.	3.103
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	DON FRANCISCO MIRO-SANS BALCELLS	1.451
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	CYMOFAG, S.L.U.	987

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,04%
---	-------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA
REPSOL,S.A.

Tipo de relación: Societaria

Breve descripción:

Repsol participa con Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol y Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí No

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí No

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

NO

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí No

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocarera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
8.191	7.681.180	0,56%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
REPSOL TESORERÍA Y GESTIÓN FINANCIERA, S.A.	7.681.180
Total:	7.681.180

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la junta de accionistas al consejo de administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada, en primera convocatoria, el 28 de marzo de 2014, adoptó, en su vigésimo punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

“Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol, S.A. y cualesquiera de sus sociedades dependientes, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización incluye la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo, o como consecuencia del ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010, bajo el punto sexto del Orden del Día.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 249.2 de la Ley de Sociedades de Capital, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.”

A.10 Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Sí No

Descripción de las restricciones

El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

– Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.

– Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

A.11 Indique si la junta general ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí No

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

A 31 de diciembre de 2014, las acciones de Repsol en forma de American Depositary Shares (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores de Lima.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle, si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la junta general.

Sí No

B.2 Indique y, en su caso, detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para la adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida en el artículo 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos	0,00%	75,00%

Describa las diferencias

Se requiere, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias:

- Modificación de los artículos 22bis y 44bis de los Estatutos relativos a las operaciones vinculadas y a la prohibición de competencia de los Consejeros, o del párrafo (I) del artículo 15, relativo a las operaciones que tengan como objeto o produzcan como efecto la división o liquidación de los negocios de Exploración y Producción (Upstream) y/o Refino y Marketing (Downstream).
- Autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos.
- Dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44bis de los Estatutos.
- La transformación de la Sociedad.
- La fusión, la escisión o la cesión global de activo y pasivo, salvo si se tratara de operaciones de la Sociedad con otras compañías del Grupo del que Repsol es sociedad dominante.
- El traslado del domicilio social al extranjero;
- La realización de cualquier operación que tenga como objeto o produzca como efecto la división o liquidación de los negocios de Exploración y Producción (Upstream) y/o Refino y Marketing (Downstream) en el sentido del párrafo (I) del artículo 15 de los Estatutos.
- La modificación de la presente norma especial.

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos, así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos .

Los Estatutos Sociales de Repsol no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el artículo 22 que establece que para la modificación de los artículos 22bis ("Operaciones vinculadas"), 44bis ("Prohibición de competencia"), del párrafo (I) del artículo 15 y de la propia regla especial de modificación de Estatutos contenida en el artículo 22, se requiere tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales dispone que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

B.4 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:

Fecha junta general	Datos de asistencia				Total
	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	
31/05/2013	15,33%	42,42%	0,00%	6,82%	64,57%
28/03/2014	30,62%	31,20%	0,00%	2,50%	64,32%

B.5 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la junta general:

Sí No

B.6 Indique si se ha acordado que determinadas decisiones que entrañen una modificación estructural de la sociedad ("filialización", compra-venta de activos operativos esenciales, operaciones equivalentes a la liquidación de la sociedad ...) deben ser sometidas a la aprobación de la junta general de accionistas, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes Mercantiles.

Sí No

B.7 Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

Los contenidos de gobierno corporativo y otra información sobre las últimas juntas generales son directamente accesibles a través de la página web corporativa de Repsol, S.A., www.repsol.com, en el apartado Accionistas e Inversores, Gobierno Corporativo, http://www.repsol.com/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/default.aspx.

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de administración

C.1.1 Número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos sociales:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros	9

C.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F Primer nombram	F Último nombram	Procedimiento de elección
DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ		CONSEJERO	15/04/2011	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F Primer nombram	F Último nombram	Procedimiento de elección
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA		CONSEJERO	19/12/2007	31/05/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR		CONSEJERO	16/06/2006	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA		CONSEJERO	09/05/2007	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA		SECRETARIO CONSEJERO	02/02/2005	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN		CONSEJERO	31/01/2007	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ISIDRO FAINE CASAS		VICEPRESIDENTE	19/12/2007	31/05/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ		PRESIDENTE	23/07/1996	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA		CONSEJERO	09/05/2007	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ARTUR CARULLA FONT		CONSEJERO	16/06/2006	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL		CONSEJERO	14/05/2009	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA		VICEPRESIDENTE	25/04/2013	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL		CONSEJERO	29/12/2005	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON RENE DAHAN		CONSEJERO	31/05/2013	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL		CONSEJERO DELEGADO	30/04/2014	30/04/2014	COOPTACION

Número total de consejeros	15
-----------------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido en el consejo de administración durante el periodo sujeto a información:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	Independiente	30/04/2014
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	Dominical	04/06/2014

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación social del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO, SECRETARIO GENERAL Y DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PRESIDENTE EJECUTIVO
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO DELEGADO

Número total de consejeros ejecutivos	3
% sobre el total del consejo	20,00%

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación social del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CAIXABANK, S.A.
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR,S.A
DON ISIDRO FAINE CASAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CAIXABANK, S.A.
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR,S.A
DON RENE DAHAN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED

Número total de consejeros dominicales	5
% sobre el total del consejo	33,33%

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero:

DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ

Perfil:

Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002, Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009 y desde julio de 2009 a noviembre de 2013 fue Presidente Ejecutivo de la BBK. Asimismo ha sido Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos y Presidente de la Comisión Ejecutiva, Vicepresidente de CECA y Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.

Nombre o denominación del consejero:

DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR

Perfil:

Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A. , Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A. y Grupo Empresarial ENCE, S.A. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

Nombre o denominación del consejero:

DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA

Perfil:

Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Consejo Asesor de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

Nombre o denominación del consejero:

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Perfil:

Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Domínguez, S.A. Testa Inmuebles en Renta, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

Nombre o denominación del consejero:

DON ARTUR CARULLA FONT

Perfil:

Licenciado en Ciencias Empresariales. Ha sido Director General de Arbora & Ausonia SL y Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L. y The Eat Out Group, S.L. y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña)

Nombre o denominación del consejero:

DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL

Perfil:

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

Nombre o denominación del consejero:

DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL

Perfil:

París (Francia). Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente e Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo Asesor Internacional UTC, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Número total de consejeros independientes	7
% total del consejo	46,67%

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

[Texto del punto C.1.3.3 Externos independientes]

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio 2014	Ejercicio 2013	Ejercicio 2012	Ejercicio 2011	Ejercicio 2014	Ejercicio 2013	Ejercicio 2012	Ejercicio 2011
Ejecutiva	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Dominical	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Independiente	1	2	2	2	14,28%	25,00%	25,00%	25,00%
Otras Externas	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total:	1	2	2	2	6,67%	12,50%	13,33%	12,50%

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas

El artículo 32 de los Estatutos Sociales establece que tanto la Junta General como el Consejo de Administración, en uso de sus facultades de propuesta a la Junta y de cooptación para la cobertura de vacantes, procurarán, en relación a la composición del Consejo de Administración, que se apliquen las políticas de diversidad profesional, internacional y de género que resulten adecuadas en cada momento a la actividad de la compañía.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, la función de velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

En los últimos procesos de selección que ha llevado a cabo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se ha asegurado de que no existiesen sesgos implícitos que obstaculizasen el acceso de mujeres a los puestos vacantes y ha evaluado las competencias, conocimientos y experiencia de todos los candidatos en función de las necesidades de los órganos sociales en cada momento, valorando la dedicación que se considera necesaria para que puedan cumplir su cometido atendiendo a los principios contenidos en el Reglamento del Consejo.

C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:

Explicación de las medidas

Ver Apartado anterior.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones fue quien propuso al Consejo de Administración, en el año 2012, la propuesta de modificación de los Estatutos Sociales y del Reglamento del Consejo con el fin de incorporar las políticas de diversidad como una pauta a seguir por el Consejo en la selección de nuevos candidatos, tanto en el supuesto de cobertura de vacantes por cooptación como en el de propuesta a la Junta del nombramiento de nuevos consejeros. La institucionalización de una política que, teniendo en cuenta las necesidades de la actividad de Repsol en cada momento, promueva la diversidad profesional, internacional (de nacionalidad) y de género contribuye al enriquecimiento de la cultura interna de la empresa y enriquece los procesos de tomas de decisión al aportar nuevas experiencias y puntos de vista.

Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos

Ver Apartado anterior.

C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

Todos los accionistas con participaciones significativas y con derecho de representación proporcional están representados en el Consejo de Administración de Repsol.

C.1.8 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí

No

C.1.9 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero:

PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.

Motivo del cese:

Venta por parte de Pemex de su participación en Repsol, S.A.

Nombre del consejero:

DOÑA PAULINA BEATO BLANCO

Motivo del cese:

Motivos profesionales.

C.1.10 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero:

DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL

Breve descripción:

Todas las facultades del Consejo de Administración, salvo las legal o estatutariamente indelegables.

C.1.11 Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	PETRÓLEOS DEL NORTE, S.A. , REPSOL PETRÓLEO, S.A., TAPBC ACQUISITION INC	MIEMBRO DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

C.1.12 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del consejo de administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BANCO SABADELL. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS (ACS). S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	GRUPO EMPRESARIAL ENCE. S.A.	CONSEJERO
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	MEDIASET ESPAÑA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAIXABANK. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	VICEPRESIDENTE 1º
DON ISIDRO FAINE CASAS	TELFÓNICA. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	THE BANK EAST OF ASIA, LIMITED	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	BANCO PORTUGUES DE INVESTIMENTO, S.A.	CONSEJERO
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	GAS NATURAL SDG. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	ADOLFO DOMÍNGUEZ. S.A.	CONSEJERO
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	SACYR, S.A.	PRESIDENTE-CONSEJERO DELEGADO
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A.	CONSEJERO
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	LATAM AIRLINES GROUP	CONSEJERO
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	PEUGEOT CITROEN	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG, S.A.	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY	CONSEJERO

C.1.13 Indique y, en su caso explique, si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí

No

Explicación de las reglas

El artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 5 lo siguiente:

“El Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla:

(a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquéllos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y

(b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.

Excepcionalmente, y por razones debidamente justificadas, el Consejo podrá dispensar al Consejero de esta prohibición. Asimismo, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.”

C.1.14 Señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	X	
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	X	

C.1.15 Indique la remuneración global del consejo de administración:

Remuneración del consejo de administración (miles de euros)	12.829
Importe de la remuneración global que corresponde a los derechos acumulados por los consejeros en materia de pensiones (miles de euros)	0
Remuneración global del consejo de administración (miles de euros)	12.829

C.1.16 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
DON PEDRO FERNANDEZ FRIAL	D. G. Estrategia, Control y Recursos
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	D.G. del Área Industrial y Trading hasta el 30 de abril de 2014
DOÑA BEGOÑA ELICES GARCIA	D.G. Comunicación y Presidencia
DON LUIS CABRA DUEÑAS	D.G. de Exploración y Producción
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN	D.G. Económico Financiero
DON ISIDORO MANSILLA BARREIRO	D. C. Auditoría y Control
DOÑA CRISTINA SANZ MENDIOLA	D. G. Personas y Organización
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	D. G. Comercial, Química y Gas & Power

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	12.512
---	--------

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del consejo que sean, a su vez, miembros del consejo de administración de sociedades de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR,S.A	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SOMAGUE S.G.P.S., S.A. (GRUPO SACYR)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A. (GRUPO SACYR)	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR)	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAIXABANK, S.A.	PRESIDENTE
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	SACYR,S.A	PRESIDENTE- CONSEJERO DELEGADO
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR)	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U	PRESIDENTE

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del consejo de administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es titular indirecto del 7,81% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON MANUEL MANRIQUE CECILIA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es titular indirecto del 5,272% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.

C.1.18 Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí

No

Descripción modificaciones

El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración acordó modificar la redacción de los artículos 17 y 18 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de desarrollar y concretar el deber de lealtad de los Consejeros y extender sus obligaciones de confidencialidad.

En la misma reunión de 25 de febrero, el Consejo acordó también modificar el artículo 10 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de reforzar el régimen de aprobación de cualquier tipo de modificación estructural y otras operaciones con efectos equivalentes.

Posteriormente, el 30 de abril de 2014 el Consejo acordó modificar el apartado 1 del artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de eliminar la referencia al carácter obligatorio de primer ejecutivo para el Presidente del Consejo de Administración.

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Selección: La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, que está compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, así como el tiempo y dedicación precisos para un adecuado desempeño de su cometido.

A su vez, esta Comisión, vela para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna y deliberadamente se incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Nombramiento: La designación de los Consejeros corresponde a la Junta General, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer además en personas que cumplan con los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes las personas que se indican en el apartado 2 del artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración. Por otro lado, los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Independientes cuando el accionista al que representarían hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad. Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Independiente siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en el Reglamento del Consejo de Administración y su participación no sea significativa.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones sobre tales asuntos y las votaciones serán secretas.

Reelección: Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha en que se reúna la primera Junta General en la que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación: Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven. El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica.

El Consejo de Administración encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia, al menos una vez cada tres años.

Cese: Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en los demás supuestos en que así proceda conforme a la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.21 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias en virtud de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura accionarial de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Dominicales y Consejeros Independientes.

Adicionalmente, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado C.1.21 siguiente.

C.1.20 Indique si el consejo de administración ha procedido durante el ejercicio a realizar una evaluación de su actividad:

Sí

No

En su caso, explique en qué medida la autoevaluación ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones

De acuerdo con lo previsto en el artículo 45ter de los Estatutos Sociales y en el artículo 11.2 del Reglamento del Consejo de Administración, la firma independiente Egon Zhender ha llevado a cabo una evaluación externa del funcionamiento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y el de sus Comisiones durante el ejercicio 2014. El Informe que recoge las conclusiones de dicha evaluación será presentado en la sesión del Consejo de Administración prevista para el mes de marzo.
--

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

C.1.22 Indique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del consejo. En su caso, explique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí

No

Indique y, en su caso explique, si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el consejo de administración

Sí

No

Explicación de las reglas

El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que:

“En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
- Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
- Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
- Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
- Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.”

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que “El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.”

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí

No

En su caso, describa las diferencias.

Descripción de las diferencias

La propuesta de realización de cualquier operación (incluida la escisión, segregación a favor de terceros o enajenación) que tenga por objeto o produzca como efecto que la Compañía deje de ser una empresa integrada de hidrocarburos mediante la separación o división de los negocios de Exploración y Producción (Upstream) y/o Refino y Marketing (Downstream) o la liquidación de todos o sustancialmente todos los activos dedicados a cualquiera de los indicados negocios, deberá ser sometida a la aprobación de la Junta general y requerirá para su aprobación del voto favorable de tres cuartas partes de la totalidad de los miembros del Consejo.

Asimismo, la modificación de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculados requiere el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.

Por su parte, se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para autorizar a los Consejeros a la prestación de servicios de asesoramiento o representación a empresas competidoras de la Sociedad, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

También se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses en el marco de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación de candidatos o Consejeros.

Por último se requiere también el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para la autorización de operaciones vinculadas de la Sociedad con Consejeros, accionistas significativos representados en el Consejo o personas vinculadas a ellos cuyo importe sea superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General, tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad, impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad o, se dirijan a establecer alianzas estratégicas y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. Todo ello siempre que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad, que tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones haya emitido un informe favorable y que razones de oportunidad aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General para obtener la autorización.

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del consejo de administración.

Sí No

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí No

Materias en las que existe voto de calidad
--

De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí No

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí No

C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido obligatoriedad de delegar en un consejero de la misma tipología. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su presidente. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas.

Número de reuniones del consejo	11
Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del consejo:

Comisión	Nº de Reuniones
COMISIÓN DELEGADA	6
COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL	8
COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	3

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Asistencias de los consejeros	11
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	100,00%

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al consejo para su aprobación:

Sí No

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha/han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	PRESIDENTE
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	CONSEJERO DELEGADO

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la junta general con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente y el Consejero Delegado, en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.
- Requerir periódicamente del Auditor Externo y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno del Grupo.
- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.
- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

C.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

Sí No

C.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del secretario del consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la comisión de nombramientos y aprobados por el pleno del consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese

De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros.

Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

	Sí	No
¿La comisión de nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La comisión de nombramientos informa del cese?	X	
¿El consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por el seguimiento de las recomendaciones de buen gobierno?

Sí No

Observaciones

El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (La Comisión de Auditoría y Control) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol dispone de la Dirección de Relación con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

C.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí No

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

C.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	845	425	1.270
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	32,00%	12,00%	21,00%

C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el presidente del comité de auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí No

C.1.39 Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	13	13
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	59,04%	59,04%

C.1.40 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí No

Detalle el procedimiento

El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo.

- La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.

Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

C.1.41 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí No

Detalle el procedimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.

Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

C.1.42 Indique y, en su caso detalle, si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí

No

Explique las reglas

De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.

A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

C.1.43 Indique si algún miembro del consejo de administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí

No

Indique si el consejo de administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el consejo de administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

C.1.44 Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o joint ventures con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol y Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios: 309

Tipo de beneficiario:

6 miembros del Comité de Dirección, 300 Directivos y 3 Consejeros Ejecutivos

Descripción del Acuerdo:

Directivos: La Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo. Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total en el caso de los miembros del Comité de Dirección y una anualidad de la retribución fija en el del resto de Directivos (en este último caso, con cargo a los programas de retribución plurianual de los que es titular el Directivo, de ser necesario, la empresa complementa hasta el citado importe).

Consejeros Ejecutivos: se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe Anual de Remuneraciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2015.

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de administración	Junta general
Órgano que autoriza las cláusulas	Sí	No

	Sí	No
¿Se informa a la junta general sobre las cláusulas?	X	

C.2 Comisiones del consejo de administración

C.2.1 Detalle todas las comisiones del consejo de administración, sus miembros y la proporción de consejeros dominicales e independientes que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	Independiente
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	VOCAL	Ejecutivo
DON ISIDRO FAINE CASAS	VOCAL	Dominical
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	PRESIDENTE	Ejecutivo
DON ARTUR CARULLA FONT	VOCAL	Independiente
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	VOCAL	Dominical
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	VOCAL	Independiente
DON RENE DAHAN	VOCAL	Dominical
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	VOCAL	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	33,00%
% de consejeros dominicales	33,00%
% de consejeros independientes	33,00%
% de otros externos	0,00%

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	PRESIDENTE	Independiente
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	VOCAL	Independiente
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	VOCAL	Independiente

% de consejeros ejecutivos	0,00%
% de consejeros dominicales	0,00%
% de consejeros independientes	100,00%
% de otros externos	0,00%

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ	VOCAL	Independiente
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	Dominical
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	Dominical
DON ARTUR CARULLA FONT	PRESIDENTE	Independiente
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	Independiente

% de consejeros ejecutivos	0,00%
% de consejeros dominicales	40,00%
% de consejeros independientes	60,00%
% de otros externos	0,00%

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:

	Número de consejeras							
	Ejercicio 2014		Ejercicio 2013		Ejercicio 2012		Ejercicio 2011	
	Número	%	Número	%	Número	%	Número	%
COMISIÓN DELEGADA	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL	0	0,00%	1	25,00%	1	33,33%	1	33,33%
COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	1	20,00%	1	20,00%	1	20,00%	1	25,00%
COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA	1	20,00%	1	20,00%	1	16,67%	1	16,67%

C.2.3 Señale si corresponden al comité de auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No
Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	

	Sí	No
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	X	
Asegurar la independencia del auditor externo	X	

C.2.4 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del consejo.

Comisión Delegada: Está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración (CdA) y un máximo de 8 Consejeros pertenecientes a las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), manteniendo una proporción semejante a la del CdA. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de 2/3 de los Consejeros. Actúan como Presidente y Secretario quienes a su vez lo son del CdA.

Esta Comisión tiene delegadas permanentemente todas las facultades del CdA excepto las legal o estatutariamente indelegables. En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de 3 miembros, la importancia del asunto lo aconsejara o así viniera impuesto por el Reglamento del CdA, los acuerdos se someterán a ratificación del CdA. Lo mismo será de aplicación para aquellos asuntos que el CdA hubiese remitido a la Comisión para su estudio reservándose la última decisión. En el resto de casos, los acuerdos adoptados por la Comisión serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior. En el año 2014 la Comisión se ha reunido en 6 ocasiones.

Comisión de Auditoría y Control: Está integrada por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser todos Independientes. Son designados por el CdA, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o de Independientes o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente que ejercerá el cargo por un periodo máximo de 4 años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado 1 año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad como miembro de la Comisión. El Secretario será el del CdA.

Esta Comisión apoya al CdA en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos, de la Auditoría Interna y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Asimismo, esta Comisión es competente para formular la propuesta sobre designación de los Auditores externos y para conocer y orientar la política, objetivos y directrices en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como elaborar un Informe anual sobre sus actividades del que da cuenta al CdA y que es de carácter público.

La Comisión establece un calendario anual de sesiones, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo considera su Presidente o lo solicitan 2 de sus miembros. En el año 2014 se ha reunido en 8 ocasiones.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones: Está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el CdA teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario; sobre la política de retribución del CdA y de los Consejeros Ejecutivos; sobre el nombramiento y cese de Altos Directivos y su política retributiva; o sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de otras obligaciones. La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes. Durante el ejercicio 2014 se ha reunido en 3 ocasiones.

Comisión de Estrategia, Inversiones y RSC: Está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser la mayoría Externos. Se designan por el CdA, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del CdA.

A esta Comisión le corresponde, entre otras funciones, informar sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia; conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en materia de RSC o revisar e informar el Informe de Responsabilidad Corporativa.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine, cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten 2 de sus miembros. Durante el ejercicio 2014 se ha reunido en 1 ocasión.

Los respectivos Presidentes de las Comisiones informan al CdA periódicamente sobre el desarrollo de las actuaciones de éstas. Asimismo, al menos una vez al año, las Comisiones evalúan su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al CdA. El Secretario de las Comisiones levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, entregándose copia de los mismos a los miembros del CdA.

C.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2014.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C.2.6 Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí

No

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPU

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo.

Órgano competente para aprobar las operaciones vinculadas

Junta General (art. 22 bis Estatutos) y Consejo (art. 22 Reglamento CdA)

Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales, las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas (i) que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones:

- a) que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad;
- b) que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y
- c) que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital presente y representado en la Junta General. No obstante, cuando concurren razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones al que se refiere la letra (b) anterior resulte favorable a la operación, y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incurso en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.

Explique si se ha delegado la aprobación de operaciones con partes vinculadas, indicando, en su caso, el órgano o personas en quien se ha delegado.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo de Administración podrán ser excepcionalmente autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	764
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	3.038
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Compras de bienes terminados o no	4.116
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	5.159
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de bienes terminados o no	11.045
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	79.704
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Compras de inmovilizado material	46.055
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	36.636
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	239.773
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	162.746
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses abonados	5.591
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	143
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	4.908
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	15.485
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses cargados	37.194
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses devengados pero no cobrados	45
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	4.035
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de bienes terminados o no	7
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de inmovilizado financiero	15.228
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos	507.507
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	61.846
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	231.285
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras	1.606.773

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la parte vinculada	Vínculo	Naturaleza de la operación	Importe (miles de euros)
DIRECTIVOS DE LA COMPAÑÍA	GRUPO REPSOL	CONTRACTUAL	Acuerdos de financiación: préstamos	212

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo:

REPSOL EXPLORACIÓN LIBERIA (SUCURSAL)

Importe (miles de euros): 52

Breve descripción de la operación:

Prestaciones de servicios

Denominación social de la entidad de su grupo:

GREENSTONE ASSURANCE LTD.

Importe (miles de euros): 2.800

Breve descripción de la operación:

Garantías y avales prestados

Denominación social de la entidad de su grupo:

GREENSTONE ASSURANCE LTD.

Importe (miles de euros): 16

Breve descripción de la operación:

Otros ingresos

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

0 (en miles de Euros).

D.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros evitar cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera. Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

Los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Asimismo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 el procedimiento que debe seguirse en aquellas situaciones que potencialmente puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con el Grupo Repsol, estableciendo como regla general el principio de la abstención y el deber de actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios. Por último, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, también define y regula en su apartado 3.6 el procedimiento de actuación ante situaciones que puedan dar lugar a un potencial conflicto de interés.

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí

No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedad filial cotizada

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas del grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTION DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad.

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

La Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta. La gestión de riesgos constituye un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Adicionalmente, Repsol decidió en 2013 avanzar hacia un modelo de gestión integrada con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. Para ello, la Dirección de Riesgos dentro de la Dirección General de Estrategia, Control y Recursos tiene la misión de coordinar e impulsar la gestión de riesgos existente, dándole un enfoque integrado, a través de la implantación del Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol (SGIR).

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en la nueva Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité de Dirección de la Compañía. Este nuevo modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO 31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- Liderazgo de la Alta Dirección.
- Modelo común de gestión de riesgos que se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, y que asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- En la implantación del modelo participan los Negocios y las Áreas Corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejercerá funciones de coordinación y gobierno del sistema de gestión integrada.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la competencia de aprobar la política de gestión de riesgos.

Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comité de Dirección

El Comité de Dirección aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigilará su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el Sistema de Gestión Integrada de Riesgos es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

El Sistema de Gestión de Riesgos Integrado de Repsol está alineado con el Modelo de las Tres Líneas de Defensa, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos. En este sentido, Repsol está organizado de la siguiente manera:

Unidades Gestoras de Riesgos (1ª Línea de Defensa): Estas unidades son responsables de la gestión directa del riesgo en la operativa diaria, lo que engloba las tareas de identificación, análisis, evaluación y tratamiento de los riesgos.

Unidades Supervisoras de Riesgos (2ª Línea de Defensa): Como unidades con función de gobierno especializadas en la gestión de ciertos tipos de riesgos, tienen la misión de facilitar y supervisar la implantación de prácticas de gestión de riesgos efectivas en las Unidades Gestoras y proporcionar asesoramiento para la mejora continua de la gestión de riesgos.

Dirección de Riesgos: La Dirección de Riesgos ejerce el gobierno de la función de gestión integrada de riesgos y asegura que ésta sea global, homogénea, exhaustiva e influya eficazmente sobre los procesos de toma de decisión.

Unidades de Auditoría de Riesgos (3ª Línea de Defensa): Estas unidades tienen la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

E.3 Señale los principales riesgos que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

Las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos estratégicos, operacionales y financieros. Los principales riesgos a los que se enfrenta el Grupo Repsol son:

Riesgos Estratégicos y Operacionales:

- Incertidumbre en el contexto económico actual
- Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol
- Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol
- Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos
- Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas
- Localización de las reservas
- Estimaciones de reservas de petróleo y gas
- Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas
- Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia
- La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente
- Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado
- Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica
- La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo
- El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

Riesgos Financieros:

- Riesgo de Liquidez
- Riesgo de Crédito
- Riesgo de Mercado

- Riesgo de fluctuación del tipo de cambio
- Riesgo de precio de materias primas (commodities)
- Riesgo de tipo de interés
- Riesgo de la calificación crediticia

Para más información: Ver capítulo Gestión del Riesgo (apartado “Factores de riesgo”) del Informe de Gestión Consolidado 2014 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipología de riesgo se puede expresar sobre la base de un indicador numérico (p.ej para los riesgos de mercado, crédito, etc) o bien como una directriz de gestión que establece obligaciones o limitaciones sobre actividades o comportamientos (p.ej, en riesgos operacionales).

Repsol dispone de un proceso de evaluación de riesgos basado en una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos por parte de todas las áreas responsables. La valoración se realiza en base a escalas comunes de impacto y probabilidad.

Las escalas de impacto utilizadas durante 2014 han contemplado las siguientes dimensiones: Económica u Operacional, Reputación e Imagen, y Personas.

Durante 2014, y con el propósito de obtener los diferentes Mapas de Riesgos de los Negocios y las Áreas Corporativas previo a la elaboración de un mapa de riesgos corporativo, la compañía ha puesto en marcha Talleres de Gestión de Riesgos. Cada Taller cuenta con la participación de un grupo de expertos de los negocios/ áreas de Repsol, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

En total, se han realizado 46 Talleres de Riesgos con la participación de más de 250 expertos de los negocios y áreas corporativas en los diferentes países donde la compañía tiene actividad.

E.5 Indique qué riesgos se han materializado durante el ejercicio.

Durante el ejercicio se han materializado riesgos propios de la actividad de la Sociedad, habiendo funcionado correctamente los sistemas de control establecidos por la Compañía, lo que ha permitido gestionar tales riesgos de forma adecuada.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad.

Repsol dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar de forma razonable los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en lo posible.

Los planes de respuesta se adaptan a las particularidades de cada riesgo. Entre las principales medidas adoptadas por la Compañía se encuentran, las siguientes:

- Establecimiento de objetivos, líneas estratégicas y de normativa interna (política, normas, procedimientos, manuales y guías)
- Análisis y mediciones de diferentes variables asociadas principalmente a riesgos financieros (VaR, CFaR), así como la realización de análisis de sensibilidad a factores de riesgo.
- Definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y cumplimiento: Sistema de Control Interno de Información Financiera del Grupo Repsol, Programa de Cumplimiento Normativo de las obligaciones legales formales de las personas jurídicas pertenecientes al Grupo Repsol con las Entidades; Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo.

- Contratación de coberturas de seguro

En este sentido, durante el proceso de elaboración del Mapa de Riesgos 2014 se ha trabajado en la identificación de nuevas líneas de respuesta y consolidación de las ya existentes, principalmente mediante acciones de mitigación, para aquellos riesgos más relevantes para la Compañía.

Además, la Compañía cuenta con diversas unidades de análisis, supervisión y control independiente y de respuesta, especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos, tales como:

- Gestión y Control de Riesgos Financieros
- Seguridad y Medio Ambiente
- Seguridad Corporativa
- Responsabilidad Corporativa
- Riesgos y Continuidad de Sistemas de Información
- Reporting y Control de Riesgos Fiscales
- Control de Reservas
- Seguros

Por último, la compañía dispone de una Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de verificar que los riesgos potenciales (estratégicos, operacionales y financieros) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol, se encuentren razonablemente identificados, medidos y controlados. Además, el Grupo también dispone de otras dos unidades de auditoría especializadas: de Seguridad y Medio Ambiente, y de Reservas.

F SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

F.1 Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente. El Consejo es el máximo órgano encargado de la supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera del Grupo Repsol.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, el desarrollo de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Sociedad en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los auditores de ésta, respetando siempre la independencia de los mismos.

El apartado C.1 de este Informe Anual de Gobierno Corporativo recoge la información relativa a la estructura del Consejo de Administración y a su composición.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno diferentes Comisiones, como la Comisión de Auditoría y Control de Repsol que tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables. La estructura y funcionamiento de esta Comisión viene recogida en el apartado C.2.4 de este Informe Anual de Gobierno Corporativo, donde se hace referencia expresa al régimen de nombramiento del Presidente de esta Comisión.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo en relación con los sistemas de información y control interno, le corresponde a la Comisión de Auditoría y Control, entre otras funciones, la de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Asimismo, de acuerdo con el citado Reglamento, corresponden a la Comisión de Auditoría y Control las siguientes funciones relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, así como su integridad, el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de

cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo.

- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, y el Consejero Delegado, en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.

- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.

- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría Interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de aquellas situaciones que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.

La normativa interna atribuye a la Dirección General de Personas y Organización las funciones y responsabilidades asociadas al estudio, diseño, aprobación, e implantación de las estructuras y dimensionamientos organizativos en la compañía.

Conforme a lo previsto en dicha normativa, la estructura organizativa establece el nivel jerárquico y funcional para el desarrollo normal de las diferentes áreas de actividad del Grupo y determina los niveles de responsabilidad, decisión y las funciones cada una de las unidades organizativas.

La estructura organizativa se representa en un organigrama y dimensionamiento definidos. Para la aprobación de una estructura se requieren dos roles aprobadores, el aprobador de línea y el de la DG de Personas y Organización, según unos niveles establecidos en la normativa.

El principio organizativo que rige la aprobación de estructuras se sustenta en la premisa de que una estructura no debe ser aprobada por su responsable directo, sino por el superior jerárquico de este.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido, lo que permite asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en materia de control interno.

- Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.

Además de los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, el Reglamento del Comité Interno de Transparencia y otra normativa interna, el Grupo dispone también de una "Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol", aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, que es de aplicación a todos los empleados del Grupo, incluyéndose dentro de este concepto a todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, S.A. y de las empresas de su grupo de sociedades, independientemente del tipo de contrato que determine su relación laboral, de la posición que ocupen y del lugar donde desempeñen su trabajo, así como a todas aquellas personas que hubieran sido transferidas de forma temporal a Repsol para prestar servicios profesionales (secondees). En dicha norma se desarrollan los valores del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia, fiabilidad de la información y control de registros así como el tratamiento de la información reservada y confidencial, recogiendo

obligaciones específicas en materia de registro de operaciones y elaboración de la información financiera, y el compromiso de desarrollar sus actividades de acuerdo con la legislación en vigor en todos los ámbitos de actuación y países.

Con carácter general, las nuevas incorporaciones al Grupo son informadas sobre la existencia de la Norma de Ética y Conducta, se pone a su disposición y firman un compromiso de cumplir con ella. Asimismo, se realizan, entre los empleados, acciones de comunicación y cursos formativos sobre la Norma de Ética y Conducta con el fin de reforzar el conocimiento de la misma y su adecuado cumplimiento.

La Compañía cuenta asimismo con un Manual de Bienvenida, en proceso de implantación progresiva, que reciben las personas que se incorporan a la misma y en el que se indican las normas básicas que todos los empleados deben conocer y respetar desde el primer momento de su incorporación, independientemente del área o negocio en que estén trabajando o vayan a trabajar, incluyendo un acceso directo a cada una de ellas para su consulta. La primera de dichas normas es la Norma de Ética y Conducta.

Adicionalmente, los directivos de la Compañía aceptan el cumplimiento del Estatuto del Personal Directivo, como anexo a su contrato. Dicho estatuto hace referencia a los principios en los que se debe basar su actuación profesional, así como a los valores y normativa de la Compañía con especial atención a la Norma de Ética y Conducta.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Se encuentra accesible tanto para los empleados del Grupo como para terceros, a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

El Grupo cuenta asimismo con una "Política Anticorrupción" que recoge el compromiso y los principios que deben guiar la actuación de Repsol y de todos sus empleados con respecto a la lucha contra la corrupción. Esta Política se encuentra desarrollada en la "Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol".

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un "Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores", aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la misma la difusión y el cumplimiento de sus preceptos. A estos efectos, conforme a lo previsto en dicho Reglamento, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control la supervisión de las obligaciones establecidas en el mismo y el incumplimiento de sus disposiciones tendrá la consideración de falta laboral, cuya gravedad se determinará en el procedimiento que se siga conforme a las disposiciones vigentes. Ello sin perjuicio de la infracción que pudiera derivarse por contravenir la normativa del mercado de valores y de la responsabilidad civil o penal que fuera exigible al infractor.

- Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene un canal específico a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

- Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.

La formación en Repsol está orientada a desarrollar las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo de las funciones encomendadas, complementadas con otras que propician y apoyan la progresión profesional de las personas. Se sustenta sobre iniciativas dirigidas a estructurar el conocimiento, desarrollar las habilidades y fomentar el compromiso de las personas de la Organización con los planes, la cultura y los valores de compañía a lo largo de toda la carrera profesional.

Para ello, la Compañía dispone de un amplio catálogo de actividades formativas que abarcan desde temas técnicos, que se organizan específicamente para determinados colectivos, a otras de carácter transversal, de tipo gerencial, de concienciación en seguridad, etc.

A través de la colaboración entre el Centro Superior de Formación de Repsol y cada una de las unidades del Grupo, Repsol vela por asegurar la adquisición y actualización de conocimientos fundamentales para el desempeño de la función económico administrativa, gestión de riesgos y auditoría y control interno. Para ello, se elabora una planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a largo plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no sólo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de asistencia y de la calidad de la formación impartida a cada empleado.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con acciones formativas diseñadas e impartidas por personal propio con experiencia y referentes en su ámbito, como la contratación de firmas de prestigio seleccionadas bajo criterios de calidad y especialización, además de otros recursos como conferencias, charlas, foros, talleres y bibliotecas virtuales.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- Si el proceso existe y está documentado.

El Grupo Repsol dispone de un proceso de gestión integrada de riesgos, tal y como se indica en el apartado E.1. de este Informe. Dicho proceso, establece, una metodología homogénea para la identificación y valoración de los mismos, por parte de las áreas responsables en Organización.

Como resultado del proceso descrito, se obtiene el Mapa de Riesgos del Grupo Repsol, del que forman parte los riesgos de reporte financiero.

Como elemento mitigador de dichos riesgos, el Grupo Repsol dispone de un modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo y la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que establece los modelos de informe anual de gobierno corporativo de las sociedades anónimas cotizadas.

El modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) inicialmente se desarrolló a partir del marco metodológico de COSO (1992) (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) recogido en su informe Internal Control-Integrated Framework, cuyo objetivo es contribuir a que las transacciones realizadas se registren fielmente, de conformidad con el marco contable correspondiente, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto significativo en la información contenida en las cuentas anuales consolidadas. Durante el ejercicio 2014 el modelo ha sido adaptado al nuevo Marco de COSO 2013. En este sentido la Compañía continuará avanzando la adaptación de su modelo a este nuevo Marco Integrado de Control Interno. Este modelo de control interno sobre la información financiera se encuentra articulado a través de un proceso integrado que consta de cinco componentes:

1. La existencia de un adecuado entorno de control.
 2. La identificación, análisis y evaluación de riesgos
 3. La definición e implantación de actividades de control que mitiguen los riesgos identificados.
 4. La información y comunicación, que permita conocer y asumir las distintas responsabilidades en materia de control.
 5. La supervisión del funcionamiento del sistema, con objeto de evaluar su diseño, la calidad de su rendimiento, su adaptación, implantación y efectividad.
- Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la existencia y ocurrencia de las operaciones, derechos y obligaciones, la integridad, valoración y presentación de los mismos, así como a su desglose y comparabilidad, y por tanto que pudieran generar un impacto significativo en la

fiabilidad de la información financiera, se lleva a cabo mediante la elaboración de un inventario de riesgos de reporte financiero clasificados en las siguientes categorías:

- Definición del entorno general de control.
- Seguimiento de cambios regulatorios.
- Realización de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Identificación y registro de transacciones de negocio.
- Elaboración de estados financieros consolidados.
- Reporte de la información financiera.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, tanto individuales como consolidados, así como aquellos otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar de forma relevante en la información financiera.

Cada una de las categorías de riesgo antes mencionadas, está a su vez integrada por uno o varios riesgos específicos, los cuales se asocian a los correspondientes epígrafes de los estados financieros, a los respectivos procesos y a las diferentes sociedades del Grupo alcanzadas en el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera. En este sentido, tal y como se recoge en el apartado F.3.1, se dispone de un proceso que permite la identificación, determinación y actualización periódica del inventario de sociedades que integran el Grupo Repsol, a partir del cual se determina el perímetro de consolidación.

Para todos y cada uno de estos riesgos también se analiza de forma específica el factor de fraude de reporte financiero por tratarse de un elemento relevante en el diseño, implantación y evaluación del modelo de control interno. Dicho análisis se desarrolla teniendo en cuenta, principalmente, las referencias que, en relación a la consideración del factor del fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO 2013, (“Assesses Fraud Risk” Principle 8) y en el marco de la AICPA (American Institute of Certified Public Accountants) en su documento “Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit”, Section 316 (Standard Auditing Statement 99).

Por último, para todos y cada uno de los riesgos de reporte financiero, se establece cuál es la valoración del impacto que el mismo podría causar así como su probabilidad de ocurrencia. Como resultado de ambas magnitudes se determina la severidad de cada uno de los riesgos.

El inventario de riesgos se revisa con periodicidad anual de conformidad con el proceso de gestión integrada de riesgos del Grupo Repsol tal y como se indica en el apartado E.1. del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

- La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.

El Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, y con el objetivo de mitigar sus efectos potenciales, se definen e implantan una serie de actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluido las situaciones de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Para ello, una vez realizada la identificación y actualización periódica del inventario de riesgos de reporte financiero, se establece el modelo de alcances del sistema de control interno sobre la información financiera, en el que se determinan los procesos y sociedades que deben ser alcanzados por su relevancia y materialidad. En dicha identificación se tienen en cuenta tanto criterios de índole cuantitativa como cualitativa.

Para asegurar la integridad en el modelo de alcances es preciso la identificación y actualización periódica del perímetro de consolidación a partir del cual se elaboran los estados financieros consolidados. Para ello existe un proceso de identificación de los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo, y de determinación, de acuerdo con los criterios contables aplicables y de la estructura de control existente en cada una de ellas, de las sociedades que integran el perímetro de consolidación.

En la determinación de las sociedades alcanzadas en el SCIIF del Grupo se tienen en cuenta aquellas en las que se ejerce, directa o indirectamente el control, entendido como la capacidad de dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de las actividades. Por tanto, no se incluyen en el modelo aquellas sociedades en las que existe control conjunto, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control, y por lo tanto no se tiene la facultad exclusiva de implantar un sistema de control propio, de modificar los controles que pudiesen existir en dichas sociedades, ni de evaluar la efectividad de los mismos. Sí se incluyen, no obstante, controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por las sociedades de control conjunto para su incorporación a los estados financieros consolidados.

- Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.

El SCIIF del Grupo Repsol, en su definición y diseño, y con el fin de garantizar que las transacciones realizadas se registran fielmente desde su origen, tiene en cuenta otras tipologías de riesgos, que pueden afectar a la consecución de

los objetivos de la organización, tanto de tipo operacional y estratégico, como de cumplimiento, en la medida que pueden afectar de forma relevante a la elaboración de los estados financieros.

En este sentido el SCIIF del Grupo constituye un proceso integrado, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores en el proceso de elaboración de los estados financieros, tanto individuales como consolidados.

Adicionalmente, el Grupo Repsol contempla en el proceso de identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, aquellos identificados en otras Unidades del Grupo que pudieran afectar de forma significativa a la elaboración de los estados financieros.

- Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.

El Consejo de Administración se reserva la competencia de aprobar la política de gestión de riesgos.

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

El Comité de Dirección aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigila su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control tiene la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

- F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

El Grupo Repsol ha implantado su Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) en base al marco metodológico de COSO 2013 (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) recogido en su informe Internal Control-Integrated Framework como apoyo a la organización para lograr sus objetivos en función de los cinco componentes del control interno:

1. Entorno de control.
2. Evaluación de riesgos
3. Actividades de control
4. información y comunicación
5. Actividades de supervisión

El Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) está integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, recogidos en los procedimientos que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 de este Informe Anual de Gobierno Corporativo en relación a los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración y la Comisión de Auditoría y Control, seguidamente se detallan aquellos órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo, que tienen asignados procesos relevantes en esta materia:

Presidente del Consejo de Administración y Consejero Delegado.

Al cierre del ejercicio, todos los dueños de los controles que integran el SCIIF, emiten un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una certificación anual, que a través de un proceso ascendente a lo largo de la estructura organizativa, concluye con la certificación del Presidente del Consejo de Administración y del Consejero Delegado.

Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente la situación financiera así como el resultado de las operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente del Consejo de Administración y al Consejero Delegado.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene asignadas, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (i) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (ii) dicha información es recopilada y comunicada a los órganos de Dirección y Administración del Grupo, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información que deba ser comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.
- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por los responsables de las unidades encargadas de las funciones económico y fiscal, servicios jurídicos, comunicación, estrategia, auditoría y control, relaciones con inversores, gobierno corporativo, control de reservas, planificación y control de gestión, personas y organización y de los negocios.

Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles”:

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles” son las responsables de asegurar el adecuado diseño y vigencia de los procesos, así como la vigencia, ejecución y adecuado funcionamiento de los controles, asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

- La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, como resultado del proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.
- La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, el asesoramiento de carácter tributario, el seguimiento, evaluación e implantación de los cambios normativos, la identificación, control, seguimiento, evaluación y gestión de los riesgos fiscales, y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.
- La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.
- La Unidad que garantiza la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito y que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio.
- La Unidad que establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo interno y define el Plan Anual de Formación.
- La Unidad que asegura que las estimaciones de las reservas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.
- Las Unidades responsables de la función jurídica en el Grupo que proporcionan el asesoramiento en derecho y la dirección y defensa legal de éste en toda clase de procesos o asuntos contenciosos, proporcionando soporte jurídico a las actuaciones, derechos y expectativas del Grupo, con la finalidad de dotarlos de eficacia y seguridad jurídica, y de minimizar posibles riesgos legales.

Procesos, actividades y controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Normativa interna corporativa.
- Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.
- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.
- Flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF.
- Inventario de controles identificados en los distintos procesos.
- Resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles.
- Certificaciones de la vigencia y efectividad emitidas para cada ejercicio.

El sistema de control interno sobre la información financiera se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, y con el objetivo de mitigar sus efectos potenciales, se definen

e implantan una serie de actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluido las situaciones de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Tal y como se ha indicado anteriormente, el modelo del SCIIF abarca al conjunto de procesos relevantes y materiales para la elaboración, revisión y posterior divulgación tanto de los estados financieros individuales, como de los consolidados del Grupo Repsol, así como del resto de la información financiera. Cada uno de estos procesos está compuesto de una serie de actividades a las que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de objetivos de control con el propósito de mitigar los riesgos asociados en dichas actividades correspondientes a errores potenciales relacionados con la identificación, registro, valoración, presentación y desglose de las transacciones en el proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles destinados a cubrir los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Manuales: aquellos en cuya ejecución no se ven involucradas herramientas o aplicaciones informáticas.
- Automáticos: aquellos en cuya ejecución se ven involucradas herramientas o aplicaciones informáticas.
- Controles generales del ordenador: aquellos que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones consideradas relevantes para el reporte financiero.

Estos tres tipos de controles a su vez pueden caracterizarse como:

- Preventivos: su objetivo es prevenir la existencia de errores o de situaciones de fraude que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.
- Detectivos: su objetivo es detectar errores o situaciones de fraude ya acaecidos y que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

El proceso de elaboración de la información financiera requiere, en ocasiones, realizar suposiciones y estimaciones que pueden afectar al importe de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los gastos e ingresos reconocidos. Estas estimaciones pueden verse afectadas, entre otras causas, por cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera, en concreto las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas, las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y la valoración de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

Asimismo los órganos antes mencionados son informados de forma regular, sobre cualquier asunto ocurrido que pueda afectar a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo.

Asimismo periódicamente monitorizan las principales variables de entorno que tengan o puedan tener un impacto, directo o a través de estimaciones y valoraciones, en la cuantificación de activos, pasivos, ingresos o gastos del Grupo.

F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

El Grupo Repsol dispone de un cuerpo normativo específico en su área de Sistemas de Información, basado en el estándar internacional ISO 27001, mediante el que se establecen los principios generales de actuación para los diferentes procesos de dicha área.

Considerando que los flujos de transacciones del Grupo se realizan fundamentalmente mediante sistemas de información, se ha establecido un Marco de Control de los Sistemas de Información, formado por un conjunto de controles denominados "controles generales de ordenador" que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida y tratada en las aplicaciones relevantes para el reporte financiero.

Los sistemas vinculados al proceso de elaboración de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos en el cuerpo normativo y son auditados para verificar el adecuado funcionamiento del Marco de Control de los Sistemas de Información a través de la validación de los controles generales de ordenador que lo conforman.

Estos controles generales de ordenador agrupados en las áreas de: seguridad de acceso, ciclo de vida de desarrollo de sistemas y aseguramiento de las operaciones, permiten garantizar la consecución de diversos objetivos de control dentro de la evaluación de SCIIF ya que presentan las siguientes características:

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones, ya que se encuentran integrados en la lógica de estas, con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.
- Se aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información son completas y precisas, y las salidas correctas.

El alcance de los controles generales de ordenador cubre las aplicaciones relevantes para el reporte financiero y los elementos de infraestructura que dan servicio a dichas aplicaciones (por ej. plataformas técnicas, servidores, bases de datos, centros de proceso de datos, etc.).

El Grupo Repsol ha desarrollado un modelo de segregación de funciones en los sistemas con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de errores (intencionados o no), y en especial el factor del fraude en el proceso de reporte de la información financiera. Se han definido e implantado matrices de incompatibilidades en las aplicaciones que soportan los procesos relevantes alcanzados por el SCIIF, permitiendo monitorizar de forma continua los conflictos y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecuten de acuerdo a los perfiles definidos.

F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

El Grupo Repsol supervisa el sistema de control interno en relación con las actividades que efectúan los terceros subcontratados en procesos alcanzados por el sistema de control interno del Grupo. Para ello requiere un informe (ISAE 3402 o SSAE16 Tipo 2) avalado por un tercero que garantice la calidad del servicio prestado y la existencia y efectividad de un entorno de control de características similares a las del Grupo.

Esta supervisión se efectúa en función de que los terceros subcontratados sean propietarios de una aplicación alcanzada en el SCIIF en cuyo caso existe un control general de ordenador que monitoriza a estos terceros. De acuerdo con este control las áreas de Sistemas de Información del Grupo realizan un seguimiento de los servicios contratados a terceros, siguiendo las directrices marcadas en los controles generales de ordenador, y todo ello para garantizar razonablemente que los proveedores del servicio dispongan de un entorno de control similar al existente en el Grupo Repsol o, en su caso, otro alternativo que permita cumplir con los estándares internacionales en los que se basan dichos modelos de control.

Igualmente el Grupo Repsol supervisa a través de pruebas sustantivas de testing a los terceros subcontratados que intervienen en alguno de los procesos alcanzados por el SCIIF, solicitando a los mismos el informe emitido por su auditor (formato SOC1, o similar).

En relación a los aspectos relativos a la evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes que puedan afectar de modo material a la información financiera, la Unidad de Control de Reservas revisa la valoración sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas, a través de auditorías internas y externas. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

El Grupo cuenta con una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los estados financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente de forma periódica a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

Asimismo se dispone de manuales de criterios contables en los que se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan periódicamente y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se encuentran disponibles a través de la red interna de comunicación.

F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y parametrización centralizados que, junto con los manuales de criterios contables, permiten asegurar la integridad y homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de las cuentas anuales. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales de ordenador definidos para los sistemas de información. (Ver apartado F.3.2) de este Informe Anual de Gobierno Corporativo.

F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:

F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación así como la integridad de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables, así como de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

La Comisión de Auditoría y Control analiza y aprueba, en su caso, la planificación anual de auditoría interna, así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de las actividades del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control y riesgos del Grupo (operacionales, estratégicos, financieros y de cumplimiento).

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control depende de la Comisión de Auditoría y Control y ejerce la función de auditoría y control conforme a estándares internacionales alineados con las mejores prácticas del mercado, así como a los requerimientos de los diferentes marcos regulatorios que resultan de aplicación en los países donde el Grupo Repsol realiza negocios y actividades. Con el fin de asegurar la calidad en el ejercicio de la función, dispone de un "Plan de Aseguramiento y mejora de la calidad", que se evalúa periódicamente, y de cuyos resultados es informada la Comisión de Auditoría y Control.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control es la encargada de evaluar la razonabilidad y suficiencia del diseño y del funcionamiento de los Sistemas de Control Interno y Gestión de Riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando los siguientes objetivos de control:

- Que los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente.
- Que las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.
- Que las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes, regulaciones y contratos aplicables, así como con las políticas, normas o procedimientos vigentes.
- Que los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.
- Que la información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora y reporta de forma adecuada.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control apoya la labor de supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) realizada por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas, siendo esta Dirección un apoyo para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control comunica a los dueños de los controles cualquier debilidad o incidencia detectada en el proceso de actualización y evaluación del SCIIF.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia, a la Comisión de Auditoría y Control y al Consejo de Administración sobre los resultados de la evaluación del SCIIF así como de las deficiencias detectadas en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2014, no habiéndose detectado salvedades, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO 2013.

F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control como ha quedado reflejado en el punto F.5.1, de este informe anual de Gobierno Corporativo, informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas.

La Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

F.6 Otra información relevante

[Texto del punto F.6]

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

F.7.1. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2014.

G GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Ver epígrafes: A.10, B.1, B.2, C.1.23 y C.1.24.

Cumple

Explique

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:

a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: D.4 y D.7

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la junta general de accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

a) **La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante “filialización” o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;**

b) **La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;**

c) **Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.**

Ver epígrafe: B.6

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la junta general, incluida la información a que se refiere la recomendación 27 se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la junta.

Cumple

Explique

5. Que en la junta general se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

a) **Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;**

b) **En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.**

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Cumple

Explique

7. Que el consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

8. Que el consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;

ii) La política de inversiones y financiación;

iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;

iv) La política de gobierno corporativo;

v) La política de responsabilidad social corporativa;

vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;

vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: C.1.14, C.1.16 y E.2

b) Las siguientes decisiones :

i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la junta general;

v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el consejo, o con personas a ellos vinculados (“operaciones vinculadas”).

Esa autorización del consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del comité de auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la comisión delegada, con posterior ratificación por el consejo en pleno.

Ver epígrafes: D.1 y D.6

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto el apartado:

a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

9. Que el consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: C.1.2

Cumple

Explique

10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.3 y C.1.3.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

11. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: A.2, A.3 y C.1.3

Cumple

Explique

12. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple

Explique

13. Que el carácter de cada consejero se explique por el consejo ante la junta general de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Ver epígrafes: C.1.3 y C.1.8

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

14. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, la comisión de nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;

b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.4, C.1.5, C.1.6, C.2.2 y C.2.4.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

15. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las comisiones relevantes la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del consejero delegado o primer ejecutivo.

Ver epígrafes: C.1.19 y C.1.41

Cumple Cumple parcialmente Explique

16. Que, cuando el presidente del consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el consejo de su presidente.

Ver epígrafe: C.1.22

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

17. Que el secretario del consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del consejo:

a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;

b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la junta, del consejo y demás que tenga la compañía;

c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del secretario, su nombramiento y cese sean informados por la comisión de nombramientos y aprobados por el pleno del consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el reglamento del consejo.

Ver epígrafe: C.1.34

Cumple Cumple parcialmente Explique

18. Que el consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Ver epígrafe: C.1.29

Cumple Cumple parcialmente Explique

19. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Ver epígrafes: C.1.28, C.1.29 y C.1.30

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

20. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

21. Que el consejo en pleno evalúe una vez al año:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo;

b) Partiendo del informe que le eleve la comisión de nombramientos, el desempeño de sus funciones por el presidente del consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;

c) El funcionamiento de sus comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafes: C.1.19 y C.1.20

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

22. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del consejo. Y que, salvo que los estatutos o el reglamento del consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al presidente o al secretario del consejo.

Ver epígrafe: C.1.41

Cumple

Explique

23. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: C.1.40

Cumple

Explique

24. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

25. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

- a) Que los consejeros informen a la comisión de nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;
- b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: C.1.12, C.1.13 y C.1.17

Cumple Cumple parcialmente Explique

26. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el consejo a la junta general de accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el consejo:

- a) A propuesta de la comisión de nombramientos, en el caso de consejeros independientes.
- b) Previo informe de la comisión de nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple Cumple parcialmente Explique

27. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico;
- b) Otros consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple Cumple parcialmente Explique

28. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2 , A.3 y C.1.2

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

29. Que el consejo de administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el consejo previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECC/461/2013.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 11.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.9, C.1.19 y C.1.27

Cumple

Explique

30. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital, el consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el consejo dé cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.1.42, C.1.43

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

31. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo.

Y que cuando el consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al secretario del consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

32. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: C.1.9

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

33. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

34. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple Explique No aplicable

35. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple Explique No aplicable

36. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple Explique No aplicable

37. Que cuando exista comisión delegada o ejecutiva (en adelante, "comisión delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo y su secretario sea el del consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.6

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

38. Que el consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión delegada y que todos los miembros del consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión delegada.

Cumple Explique No aplicable

39. Que el consejo de administración constituya en su seno, además del comité de auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una comisión, o dos comisiones separadas, de nombramientos y retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del comité de auditoría y de la comisión o comisiones de nombramientos y retribuciones figuren en el reglamento del consejo, e incluyan las siguientes:

- a) **Que el consejo designe los miembros de estas comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada comisión;**

delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;

b) Que dichas comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la comisión.

c) Que sus presidentes sean consejeros independientes.

d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

40. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la comisión de auditoría, a la comisión de nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de cumplimiento o gobierno corporativo.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple

Explique

41. Que los miembros del comité de auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

Explique

42. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del comité de auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Ver epígrafe: C.2.3

Cumple

Explique

43. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al comité de auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

44. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;

b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;

c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;

d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafe: E

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

45. Que corresponda al comité de auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Que los principales riesgos identificados como consecuencia de la supervisión de la eficacia del control interno de la sociedad y la auditoría interna, en su caso, se gestionen y den a conocer adecuadamente.

b) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

b) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

Ver epígrafes: C.1.36, C.2.3, C.2.4 y E.2

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

46. Que el comité de auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

Explique

47. Que el comité de auditoría informe al consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- a) **La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.**
- b) **La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.**
- c) **Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra comisión de las de supervisión y control.**

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

48. Que el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el presidente del comité de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: C.1.38

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

49. Que la mayoría de los miembros de la comisión de nombramientos -o de nombramientos y retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: C.2.1

Cumple

Explique

No aplicable

50. Que correspondan a la comisión de nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- a) **Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.**
- b) **Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.**

c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al consejo.

d) Informar al consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

51. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la comisión de nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

52. Que corresponda a la comisión de retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al consejo de administración:

i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

53. Que la comisión de retribuciones consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple Explique No aplicable

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.

2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.

Se hace constar que los datos contenidos en este informe se refieren al ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2014, salvo en aquellas cuestiones en las que específicamente se señale otra fecha de referencia.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 9 de enero de 2015, el Consejero Delegado de Repsol, en ejercicio de la delegación de facultades conferida a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad de 28 de mayo de 2014 –haciendo uso, a su vez, de las facultades delegadas en el acuerdo de aumento de capital aprobado dentro del punto sexto del orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014- procedió a completar y declarar cerrada la ejecución del aumento de capital social liberado de Repsol de forma que el capital social actual de la Compañía es de 1.374.694.217 euros, representado por 1.374.694.217 acciones y 1.374.694.217 derechos de voto.

2. Nota sobre el apartado A.2.

Los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2014 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Se hace constar que La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. y Vidacaixa, S.A. La información relativa a La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 20 de octubre de 2014.

Asimismo, se hace constar que Blackrock ostenta su participación a través de distintas filiales controladas, todas ellas con una política de voto común. La información relativa a Blackrock se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 25 de junio de 2014.

De acuerdo con la última información disponible por la Sociedad en el momento de formulación de las cuentas anuales, los accionistas con participaciones significativas han quedado de la siguiente manera:

Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (1) 11,71

Sacyr , S.A. (2) 8,89

Temasek Holdings (Private) Limited (3) 6,03

Blackrock, Inc.(4) 3,09

(1) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. y Vidacaixa, S.A.

(2) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

(4) Blackrock ostenta su participación a través de distintas filiales controladas, todas ellas con una política de voto común.

La información relativa a Blackrock se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 25 de junio de 2014 sobre la cifra de capital social a dicha fecha.

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2014, del 0,56%, ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia la ampliación de capital liberada, parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el Registro Mercantil el 14 de enero de 2015, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2014. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos del mencionado cálculo, el Grupo recibió la parte proporcional de acciones nuevas, correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera antes de la ampliación.

4. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 9ª de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 4 de junio, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión de los Mercados y la Competencia.

5. Nota sobre el apartado C.1.15

El importe total indicado se corresponde, de acuerdo con las instrucciones de este Informe, con el importe declarado como remuneración total devengada según el cuadro c) "Resumen de remuneraciones" del apartado D.1. del Informe de Remuneraciones de los consejeros del Grupo Repsol.

Por otra parte, los derechos acumulados a 31 de diciembre de 2014 por el Consejero Secretario General D. Luis Suárez de Lezo en materia de previsión asciende a 2.072 miles de euros, habiéndose dotado durante el ejercicio 2014 la cantidad de 202 miles de euros.

En relación con el Consejero Delegado, D. Josu Jon Imaz, los derechos acumulados a 31 de diciembre de 2014 en materia de previsión ascienden a 833 miles de euros, habiéndose dotado durante el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2014 y el 31 de diciembre de 2014 la cantidad de 173 miles de euros.

En relación con el Presidente, D. Antonio Brufau, por acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición del mismo, Repsol dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión, para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiéndose el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido a este respecto.

No existen otros compromisos por pensión con otros miembros del Consejo de Administración.

6. Nota sobre el apartado C.1.16

En el epígrafe de "Remuneración total alta dirección" se incluyen los siguientes:

- Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2014.
- La retribución variable anual de los miembros de la Alta Dirección devengada durante 2014 y la plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2011-2014.
- Plan de Fidelización: El 31 de mayo de 2014 se cumplió el periodo de consolidación del 1º Ciclo del Plan de Fidelización. Como consecuencia de ello y de acuerdo con lo recogido en la Nota 28 de la Memoria, la Alta Dirección consolidó derechos a la entrega de 13.893 acciones brutas valoradas a un precio de 20,905 euros por acción. Estos importes se han incluido dentro del concepto de retribución en especie.

Por otra parte, los derechos acumulados para atender las obligaciones contraídas en materia de previsión con los actuales miembros de la Alta Dirección, ascienden a 20.137 miles de euros, de los cuales 1.815 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2014.

7. Nota sobre el apartado D.2

El 4 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos (PEMEX) comunicó a la CNMV la finalización de un proceso de colocación acelerada entre inversores cualificados de un total de 104.057.057 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 7,86% del capital social a dicha fecha. Desde ese momento, PEMEX dejó de tener la consideración de accionista significativo de Repsol, S.A. También el 4 de junio de 2014 Pemex International España S.A.U. (filial del grupo PEMEX) comunicó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol, momento a partir del cual, PEMEX perdió la consideración de parte vinculada de Repsol.

Las operaciones vinculadas de PEMEX hasta la fecha en la que perdió la condición de parte vinculadas son las siguientes:

PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Contractual Compra de bienes terminados o no 1.514.531
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Otras 2
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Otras 346
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Contractual Intereses cargados 2
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Prestaciones de servicios 104
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Venta de bienes terminados o no 52.631
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Otras 814
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Societaria Dividendos y otros beneficios distribuidos 18.275

Respecto a los compromisos adquiridos con Sacyr, S.A., se corresponden con el volumen de compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre de 2014 neto de los compromisos de venta.

El dato de arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee a 31 de diciembre de 2014 otras operaciones por 1.607 millones de euros con el Grupo "La Caixa", dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 1.000 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de interés por 74 millones de euros.

8. Nota sobre el apartado D.4

Para las operaciones con partes vinculadas con entidades del Grupo establecidas en paraísos o territorios considerados como paraíso fiscal, se informa de todas aquellas operaciones que Repsol S.A. puedan haber efectuado con dichas sociedades por los importes correspondientes a las sociedades individuales, sin haber considerado eliminaciones de consolidación.

Se han considerado aquellas operaciones con sociedades del Grupo cuyo domicilio fiscal este establecido en alguno de los territorios la lista de paraísos fiscales data de 1991 (RD 1080/1991), excluyendo aquellos que, y de acuerdo a la dicha norma, exista un Convenio firmado para evitar la doble imposición o un Acuerdo para el intercambio de información.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 25/02/2015.

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí

No

Repsol, S.A.

Informe de Auditor Referido al
Sistema de Control Interno sobre
la Información Financiera

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol, S.A:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol (el “Grupo”), contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014 adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2014, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013).

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, usos o ventas no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a periodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

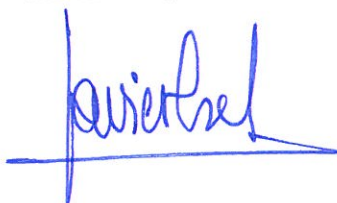
El Consejo de Administración de Repsol, S.A. es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2014, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013). Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2014 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y demás normativa vigente.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los Administradores del Repsol, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2015 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.



Javier Ares San Miguel

25 de febrero de 2015

D) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2013.

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría Cuentas
Anuales Consolidadas del
ejercicio terminado el 31 de
diciembre de 2013 e Informe
de Gestión Consolidado

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Repsol, S.A.:

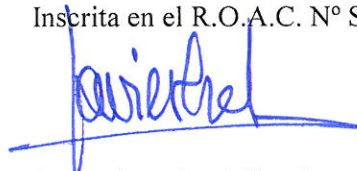
Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2013, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2.1 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 4.3 de la memoria adjunta en la que se menciona que al cierre del ejercicio 2013 los administradores de Repsol, S.A. han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia del potencial acuerdo transaccional con la República Argentina explicado en la Nota 37, estimando un valor de 3.625 millones de euros (5.000 millones de dólares) sujeto, en cualquier caso, a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2013 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Javier Ares San Miguel
25 de febrero de 2014

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2013



REPSOL, S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012
Inmovilizado Intangible:		5.325	5.514
a) Fondo de Comercio	5	2.648	2.678
b) Otro inmovilizado intangible	6	2.677	2.836
Inmovilizado material	7	26.244	28.227
Inversiones inmobiliarias	8	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	9	412	737
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	4	3.625	5.392
Activos financieros no corrientes	11	1.802	1.313
Activos por impuesto diferido	23	4.897	3.310
Otros activos no corrientes	11	253	242
ACTIVO NO CORRIENTE		42.582	44.760
Activos no corrientes mantenidos para la venta	10	1.851	340
Existencias	12	5.256	5.501
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		7.726	7.781
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	13	5.621	6.081
b) Otros deudores	13	1.634	1.284
c) Activos por impuesto corriente	13	471	416
Otros activos corrientes		144	221
Otros activos financieros corrientes	11	93	415
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	11	7.434	5.903
ACTIVO CORRIENTE		22.504	20.161
TOTAL ACTIVO		65.086	64.921

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.324	1.282
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		259	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(26)	(1.245)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.785	18.465
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		195	2.060
Dividendos y retribuciones		(232)	(184)
FONDOS PROPIOS	14	27.733	27.053
Activos financieros disponibles para la venta		488	42
Otros instrumentos financieros		-	15
Operaciones de cobertura		(60)	(210)
Diferencias de conversión		(954)	(198)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	14	(526)	(351)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	14	27.207	26.702
INTERESES MINORITARIOS	14	713	770
TOTAL PATRIMONIO NETO		27.920	27.472
Subvenciones	15	66	61
Provisiones no corrientes	16	3.625	2.258
Pasivos financieros no corrientes:	18	13.125	15.300
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		13.053	15.073
b) Otros pasivos financieros		72	227
Pasivos por impuesto diferido	23	3.352	3.063
Otros pasivos no corrientes	21	2.179	3.457
PASIVO NO CORRIENTE		22.347	24.139
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	10	1.533	27
Provisiones corrientes	16	303	291
Pasivos financieros corrientes:	18	4.519	3.790
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.464	3.721
b) Otros pasivos financieros		55	69
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.464	9.202
a) Proveedores	22	4.115	4.376
b) Otros acreedores	22	4.056	4.507
c) Pasivos por impuesto corriente	22	293	319
PASIVO CORRIENTE		14.819	13.310
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		65.086	64.921

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Ventas		54.683	55.780
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos		1.063	1.442
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(228)	(379)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		23	273
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	15	13	13
Otros ingresos de explotación		744	723
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	25	56.298	57.852
Aprovisionamientos		(43.170)	(43.744)
Gastos de personal		(2.039)	(1.975)
Otros gastos de explotación		(5.796)	(5.825)
Amortización del inmovilizado		(2.559)	(2.499)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(163)	(143)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	25	(53.727)	(54.186)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		2.571	3.666
Ingresos financieros		162	151
Gastos financieros		(963)	(976)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(131)	20
Diferencias de cambio		98	23
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		79	(28)
RESULTADO FINANCIERO	26	(755)	(810)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	9	48	47
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.864	2.903
Impuesto sobre beneficios	23	(947)	(1.406)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		917	1.497
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(38)	(75)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		879	1.422
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos		(684)	747
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas		-	(109)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	27	(684)	638
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		195	2.060
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		Euros / acción	Euros / acción ⁽²⁾
Básico	14	0,15	1,64
Diluido	14	0,15	1,64

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con la venta de parte de los activos y negocios del GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31 "Desinversiones" y la Nota 2.1.2 "Comparación de la información".

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 14.1 "Capital Social" y de acuerdo a lo descrito en la Nota 2.1.2 "Comparación de la información".

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre
2013 y 2012

		Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO ⁽¹⁾			
(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	Nota	233	2.244
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		1	(28)
Efecto impositivo		-	9
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		1	(19)
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		610	39
Por valoración de otros instrumentos financieros		(240)	18
Por coberturas de flujos de efectivo		34	(65)
Diferencias de conversión		(785)	(489)
Entidades valoradas por el método de la participación		13	(5)
Efecto impositivo	14	(126)	(10)
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		(494)	(512)
TOTAL		(493)	(531)
TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(2)	26
Por valoración de otros instrumentos financieros		221	-
Por coberturas de flujos de efectivo		117	40
Diferencias de conversión		(2)	542
Entidades valoradas por el método de la participación		13	-
Efecto impositivo	14	(66)	(14)
TOTAL		281	594
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		21	2.307
a) Atribuidos a la entidad dominante		15	2.222
b) Atribuidos a intereses minoritarios		6	85

⁽¹⁾ Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: “Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas” y “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos”.

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios					Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor			
Saldo final al 31/12/2011	1.221	23.226	(2.572)	2.193	(530)	23.538	3.505	27.043
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.221	23.226	(2.572)	2.193	(530)	23.538	3.505	27.043
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(17)	-	2.060	179	2.222	85	2.307
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	61	(61)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(70)	(70)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	45	1.327	-	-	1.372	-	1.372
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(426)	-	-	-	(426)	-	(426)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.193	-	(2.193)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(4)	-	-	-	(4)	(2.742)	(2.746)
Saldo final al 31/12/2012	1.282	24.956	(1.245)	2.060	(351)	26.702	770	27.472
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.282	24.956	(1.245)	2.060	(351)	26.702	770	27.472
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(1)	-	195	(179)	15	6	21
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	42	(42)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(51)	-	-	-	(51)	(61)	(112)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(206)	1.219	-	-	1.013	-	1.013
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(464)	-	-	-	(464)	-	(464)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.060	-	(2.060)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(12)	-	-	4	(8)	(2)	(10)
Saldo final al 31/12/2013	1.324	26.240	(26)	195	(526)	27.207	713	27.920

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de cambios en el patrimonio neto consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos		1.864	2.903
Ajustes de resultado:		3.639	3.337
Amortización del inmovilizado	6, 7 y 8	2.559	2.499
Otros ajustes del resultado (netos)		1.080	838
Cambios en el capital corriente		(502)	624
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.005)	(1.655)
Cobros de dividendos	9	33	26
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(893)	(1.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(145)	(282)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación ⁽²⁾	28	3.996	5.209
Pagos por inversiones:	6-8 y 30	(3.971)	(3.892)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(183)	(255)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.438)	(3.409)
Otros activos financieros		(350)	(228)
Cobros por desinversiones:	31	683	1.125
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		155	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		102	55
Otros activos financieros		426	435
Otros flujos de efectivo		-	(122)
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión ⁽²⁾		(3.288)	(2.889)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	14	1.014	1.388
Adquisición		(106)	(61)
Enajenación		1.120	1.449
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	18	(1.325)	714
Emisión		8.876	7.943
Devolución y amortización		(10.201)	(7.229)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	14	(528)	(947)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(974)	(444)
Pagos de intereses		(827)	(830)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(147)	386
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación ⁽²⁾		(1.813)	711
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(54)	(78)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(1.159)	2.953
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		129	1.569
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		2.319	(868)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		246	(421)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		(4)	(7)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		2.690	273
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	11	5.903	2.677
Efectivo y equivalentes al final del periodo	11	7.434	5.903
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2013	31/12/2012
Caja y bancos		4.650	4.036
Otros activos financieros		2.784	1.867
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		7.434	5.903

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con la venta de parte de los activos y negocios del GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31 "Desinversión" y la Nota 2.1.2 "comparación de la información".

⁽²⁾ Incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones continuadas.

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de flujos de efectivo.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2013
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol.

INDICE

(1)	INFORMACIÓN GENERAL.....	10
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN Y PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.....	10
2.1)	Bases de presentación.....	10
2.2)	Políticas Contables	14
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES.....	36
(4)	EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A.....	37
4.1)	Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF e YPF Gas.....	37
4.2)	Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.....	39
4.3)	Tratamiento contable de la expropiación.....	40
(5)	FONDO DE COMERCIO.....	44
(6)	OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE.....	46
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	48
(8)	INVERSIONES INMOBILIARIAS.....	51
(9)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	52
(10)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	54
(11)	ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	56
(12)	EXISTENCIAS.....	61
(13)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR.....	61
(14)	PATRIMONIO NETO.....	62
14.1)	Capital social.....	62
14.2)	Prima de emisión.....	65
14.3)	Reservas.....	65
14.4)	Acciones y participaciones en patrimonio propias.....	66
14.5)	Ajustes por cambios de valor.....	67
14.6)	Retribución al accionista	68
14.7)	Beneficio por acción.....	69
14.8)	Intereses minoritarios	69
(15)	SUBVENCIONES	70
(16)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	70
(17)	PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....	72
(18)	PASIVOS FINANCIEROS.....	78
(19)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL.....	85
19.1)	Gestión de riesgos financieros.....	85

19.2)	Gestión del capital.....	90
(20)	OPERACIONES CON DERIVADOS.....	91
20.1)	Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos.....	93
20.2)	Coberturas de Flujo de Efectivo.....	93
20.3)	Coberturas de Inversión Neta.....	95
20.4)	Otras operaciones con derivados.....	95
(21)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES.....	98
21.1)	Deudas por arrendamiento financiero.....	99
21.2)	Ingresos diferidos.....	100
21.3)	Fianzas y depósitos.....	100
(22)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	100
(23)	SITUACIÓN FISCAL.....	101
(24)	NEGOCIOS CONJUNTOS.....	107
(25)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN.....	108
(26)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS.....	111
(27)	RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS.....	112
(28)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION.....	112
(29)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS.....	113
(30)	COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL.....	116
(31)	DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES.....	117
(32)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS.....	121
(33)	INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....	126
(34)	CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS.....	131
(35)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....	141
35.1)	Activos Ambientales.....	141
35.2)	Provisiones Ambientales.....	142
35.3)	Gastos Ambientales.....	142
35.4)	Marco Aplicable.....	143
35.5)	Emisiones de CO ₂	143
(36)	REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES.....	143
(37)	HECHOS POSTERIORES.....	144

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol, S.A. y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) componen un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refinado, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Las actividades del Grupo se desarrollan en más de 40 países y su sede social está en España.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes cuentas anuales es Repsol, S.A. que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, donde también se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). La Compañía también dispone de un Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Las presentes cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de fecha 25 de febrero de 2014, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2013.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN Y PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

2.1) Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2013. Las NIIF adoptadas y en vigor en la UE,

difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB, y salvo por la futura aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* (ver nota 2.1.1), estas diferencias no tienen impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar estimaciones contables y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios, asunciones y estimaciones resultan más significativas, se detallan en la Nota 3 “*Estimaciones y juicios contables*”.

2.1.1) Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan las normas, interpretaciones y modificaciones de normas, emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que han sido de aplicación a partir del 1 de enero de 2013:

- NIIF 13 - *Medición del valor razonable*.
- CINIIF 20 - *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*.
- Modificaciones a la NIIF 7 - *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*.
- Modificaciones a la NIC 1 - *Presentación de otros elementos del resultado integral*.
- Modificaciones a la NIC 19 - *Beneficios a empleados*.
- Modificaciones a la NIIF 1 - *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.⁽¹⁾
- Modificaciones a la NIC 12 - *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*.⁽¹⁾
- Modificaciones a la NIIF 1 - *Préstamos Gubernamentales*.
- Mejoras a las NIIFs 2009-2011.
- Modificaciones a la NIC 36 - *Desgloses sobre el importe recuperable de activos no financieros*.⁽²⁾

⁽¹⁾ Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comenzasen a partir del 1 de enero de 2012. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 y con posibilidad de aplicación anticipada.

⁽²⁾ Estas modificaciones fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2014. Las modificaciones han sido objeto de adopción por parte de la UE con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y han sido aplicadas de forma anticipada por el Grupo tal y como se contempla en el correspondiente Reglamento de adopción.

La NIIF 13 *Medición del valor razonable* establece un marco para la medición del valor razonable y requiere de determinados desgloses adicionales de información. Con carácter general, el Grupo aplica esta norma en la medición de determinados instrumentos financieros (ver Nota 11 y Nota 18) y de existencias de “commodities” destinadas a la actividad de “trading”. Dicha aplicación no ha tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, puesto que la mayor parte de los instrumentos financieros o son de corto plazo o están cerrados en cámaras de compensación de mercados organizados, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales incluidos en las notas explicativas (ver notas 11, 12 y 18).

Las Modificaciones a la NIC 36 de *Deterioro del Valor de los Activos* que modifican las consecuencias de la aplicación de la NIIF 13 sobre los desgloses requeridos por la NIC 36,

no han tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales en relación al deterioro de valor de los activos no financieros incluidos en las notas explicativas (ver notas 6 y 7).

Las Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*, han supuesto un cambio en la presentación de partidas en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado del presente ejercicio con respecto al ejercicio 2012 y, en concreto, la diferenciación entre partidas reclasificables y no reclasificables a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El resto de normas, interpretaciones y modificaciones de normas detalladas en este apartado A), no han tenido un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

B) A continuación se detallan las normas y modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación obligatoria en el ejercicio 2014:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados* ⁽¹⁾.
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* ⁽¹⁾.
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas* ⁽¹⁾.
- NIC 27 *Estados Financieros Separados* ⁽¹⁾.
- NIC 28 *Inversiones en asociadas y joint ventures* ⁽¹⁾.
- Modificaciones a la NIIFs 10, 11 y 12 - *Guía de transición* ⁽¹⁾.
- Modificaciones a la NIIFs 10 y 12 y a la NIC 27 *Entidades de Inversión*.
- Modificaciones a la NIC 32 - *Presentación de activos y pasivos financieros por el neto*.
- Modificaciones a la NIC 39 - *Novación de derivados y continuación de la contabilidad de coberturas*.

⁽¹⁾ Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y con posibilidad de aplicación anticipada, opción que no ha sido elegida por el Grupo Repsol.

En relación a la aplicación, a partir de 2014, de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo no estima ningún impacto significativo en el Patrimonio Neto de los estados financieros consolidados del Grupo. No obstante, dicha aplicación sí supondrá cambios significativos en los estados financieros del Grupo, dado que hasta la fecha de las presentes cuentas anuales consolidadas, el Grupo ha estado aplicando el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto (método que no será de aplicación a partir del 1 de enero de 2014) bajo los criterios de la NIC 31 *Participaciones en Negocios Conjuntos* (Ver Nota 2.2.1). El Grupo ha llevado a cabo un análisis de todos los acuerdos conjuntos (ver relación de sociedades en Nota 24) a fin de clasificarlos como operación conjunta o como joint venture, y de determinar las necesarias reclasificaciones de los epígrafes del balance y de la cuenta de resultados. En este sentido, a continuación se presenta el efecto estimado del cambio de método de consolidación aplicable sobre el Balance de situación a 31 de diciembre de 2013 y la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2013:

Balance de situación	Millones de euros		
	2013	2013 (NIIF11)	Variación
Activos no corrientes	42.582	37.832	(4.750)
Activos corrientes	22.504	17.716	(4.788)
TOTAL ACTIVOS	65.086	55.548	(9.538)
Total Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante	27.207	27.207	-
Intereses minoritarios ⁽¹⁾	713	244	(469)
Pasivos no corrientes	22.347	14.720	(7.627)
Pasivos corrientes	14.819	13.377	(1.442)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	65.086	55.548	(9.538)

(1) Intereses minoritarios correspondientes a sociedades del grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 14.8).

Cuenta de pérdidas y ganancias	Millones de euros		
	2013	2013 (NIIF11)	Variación
Ingresos de explotación	56.298	47.331	(8.967)
Gastos de explotación	(53.727)	(46.371)	7.356
Resultado financiero	(755)	(483)	272
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	48	805	757
Impuesto sobre beneficios	(947)	(431)	516
Intereses minoritarios	(38)	28	66
Resultado atribuido sociedad dominante de operaciones continuadas	879	879	-

En lo referente al resto de normas y modificaciones de las mismas detalladas en este apartado B), el Grupo considera que su aplicación no supondrá impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales.

- C) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas, interpretaciones y modificaciones de las normas que han sido emitidas por el IASB y que aún no han sido aprobadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2014:

- CINIIF 21 *Gravámenes*.
- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 ⁽¹⁾

Aplicación obligatoria en 2015:

- Modificaciones a la NIC 19 - *Aportaciones de empleados*.
- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 ⁽¹⁾
- Mejoras a las NIIFs 2011-2013

Aplicación obligatoria en 2016:

- NIIF 14 *Cuentas de diferimiento regulatorio* ⁽²⁾

Aplicación en ejercicios posteriores

- NIIF 9 *Instrumentos financieros* ⁽³⁾.

- (1) El documento de “*Mejoras a las NIIFs 2010-2012*” introduce modificaciones a diversas NIIFs. Pendiente la adopción por parte de la Unión Europea, algunas de estas modificaciones han sido emitidas con fecha de primera aplicación el 1 de julio de 2014, mientras que otras modificaciones han sido emitidas con fecha de primera aplicación los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2014 que, en el caso del Grupo, dicha fecha sería el 1 de enero de 2015.
- (2) Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y que apliquen por primera vez las NIIFs.
- (3) Corresponde a las fases de “*Clasificación y Medición*” y de “*Contabilidad de Coberturas*” de la NIIF 9, dentro del proyecto de sustitución de la actual NIC 39: “*Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*”, e incluye la modificación posterior emitida por el IASB en noviembre de 2013, en virtud de la cual la NIIF 9 aplicará en una fecha futura pendiente de determinación, pero con posterioridad a la fecha del 1 de enero de 2015 tal y como se establecía en la NIIF 9 con anterioridad a esta modificación.

En lo referente a las normas, interpretaciones y modificaciones detalladas en el presente apartado C), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados.

2.1.2) Comparación de la información

Como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en las Notas 29 “*Información por segmentos*”, 31 “*Desinversiones*” y 10 “*Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*”, la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio 2012 así como sus respectivas notas, han sido re-expresados, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2013, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012.

Por otro lado, y de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2012 se ha modificado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado “*Repsol dividendo flexible*” descrito en la Nota 14 “*Patrimonio Neto*”.

2.2) Políticas Contables

2.2.1) Principios de consolidación

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol se presenta bajo la denominación de “*Intereses minoritarios*”, dentro del epígrafe de “*Patrimonio Neto*” del balance de situación consolidado, y en “*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas*” y “*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas*” dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los negocios conjuntos se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos en función de la participación que posee el Grupo Repsol. Se entiende por

negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se pone de manifiesto únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el balance de situación consolidado y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las sociedades asociadas se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la contabilización en la línea del balance de situación consolidado "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas como "*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos*".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación presente de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2013 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2013 y 2012.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo atendiendo al porcentaje en el que se ha efectuado su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver Nota 2.2.4) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Por razones prácticas, para la conversión de partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio del periodo en el que se devengan las transacciones. No obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del periodo, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la

transacción.

- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe “*Diferencias de conversión*”, dentro del apartado “*Ajustes por cambios de valor*” del Patrimonio Neto.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenación parcial que implique la pérdida de control sobre una sociedad dependiente que incluye un negocio en el extranjero, las diferencias de cambio registradas como “*Diferencias de conversión*” en el patrimonio neto, relacionadas con la participación en esa sociedad, son transferidas a la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realiza igualmente en el caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa. En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de una sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas como “*Diferencias de conversión*” en el patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012 han sido:

	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,38	1,33	1,32	1,28
Real brasileño	3,23	2,87	2,69	2,51

2.2.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

2.2.3) Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y la presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplen la posibilidad de compensación y el Grupo tenga la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

2.2.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a) Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional de la sociedad dominante del Grupo Repsol y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “*Diferencias de cambio*” incluido en el “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados del periodo en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico en el caso de coberturas (ver Nota 2.2.25).

2.2.5) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo no corriente en el correspondiente epígrafe del inmovilizado intangible del balance de situación consolidado en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea “*Otros ingresos de explotación*” de la cuenta de resultados.

Dado que los fondos de comercio tienen una vida útil indefinida, los mismos no se amortizan y con posterioridad a su reconocimiento inicial son valorados por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver Nota 2.2.10).

2.2.6) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol:

a) Derechos para la vinculación de estaciones de servicio y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 1 y 50 años.

b) Derechos de emisión de CO2

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran inicialmente por su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al al régimen de comercio de

derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO2 correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor (ver Nota 2.2.10). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “Otros Gastos de explotación” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO2 emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO2 emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO2 con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver Nota 35), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

- i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

- ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un periodo de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de

la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*” (ver Nota 2.2.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

- iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y la propiedad industrial, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un periodo entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el periodo en que se incurren.

2.2.7) Inmovilizado material

El Grupo Repsol sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento.

Asimismo, en su caso, se incluirá en el coste de los elementos del inmovilizado material el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un periodo superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el periodo que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado, así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver Nota 2.2.22).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje ⁽¹⁾	8-40
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-25
Tanques de almacenamiento	20-40
Líneas y redes	12-25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-30

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito (“successful-efforts”). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*”, asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- ii. Los *costes de exploración* (fundamentalmente gastos de geología y geofísica y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, son registrados en la cuenta de pérdidas y

ganancias en el momento en que se incurren.

- iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe “*Otros costes de exploración*” pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
- En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.
 - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*”. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

- iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*”.
- v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamientos de campos (ver Nota 16).

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo de amortización.

- ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.
- iii. Los costes originados en sondeos para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*” o, en su caso, “*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado*” de la cuenta de resultados (ver Nota 2.2.10 y Notas 6, 7, y 25).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 2.2.7.a) a 2.2.7.b) de este epígrafe.

2.2.8) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 2.2.7.a) y 2.2.7.b) del apartado anterior).

2.2.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta sea altamente probable y el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación, si bien, ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

En el caso concreto de activos financieros, activos por impuestos diferidos, propiedades de inversión y activos asociados a beneficios a empleados, dichos activos aun cuando figuren clasificados como mantenidos para la venta, siguen siendo valorados de acuerdo a su naturaleza, con independencia de su presentación bajo este epígrafe.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "*Resultado del ejercicio procedente de actividades interrumpidas neto de impuestos*".

Bajo el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" se presenta la participación en acciones de YPF S.A e YPF Gas S.A. sujetas a proceso de expropiación por parte del gobierno argentino (para mayor información sobre los criterios contables de valoración, ver Nota 4).

2.2.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio, y metodología para la estimación del valor recuperable.

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable al menos con carácter anual, y siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros de los segmentos de negocio y las áreas geográficas en las que opera la compañía. En este sentido, en el segmento *Upstream*, cada UGE se corresponde con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "bloques"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Estaciones de Servicio y GLP) y áreas geográficas. En relación con el GNL, y tras la venta de parte de los activos y negocios de este segmento en 2013, se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica. Por otro lado y a efectos de evaluar la recuperabilidad de los activos de Gas Natural Fenosa se consideran las mismas UGE identificadas por dicho grupo en sus cuentas anuales.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas, con carácter general a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea “*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado*” de la cuenta de resultados.

Una vez se ha registrado una pérdida por deterioro de valor, la base de amortización a considerar a partir de ese momento tendrá en cuenta con carácter prospectivo la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en periodos anteriores. Esta reversión se registra en la línea “*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*” de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. El presupuesto anual y el plan estratégico establecen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad, en el que se contemplan variables macroeconómicas como la inflación, crecimiento del PIB, tipo de cambio, etc. que son las utilizadas en la cuantificación de las mencionadas estimaciones de ingresos y gastos. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).

La valoración de los activos de Exploración y Producción (*Upstream*) utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

- a) Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de

Repsol. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.

- b) Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realiza teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS-SPE y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.
- c) Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor correspondiente al ejercicio 2013 ha sido del 2,5% hasta 2016 y del 3% en adelante.

En el caso del *Downstream*, para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se calcula la evolución prevista de las variables clave, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El periodo de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. De forma particular, en Refino y por el efecto de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a 25 años. A los efectos del cálculo de los valores residuales, se consideran únicamente las inversiones de mantenimiento y en su caso las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGE.

Los flujos de caja de los negocios de GNL que no han sido objeto de la transacción de venta descrita en la Nota 31, han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:

- a) Precios del gas y del GNL: Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH (Henry Hub) y NBP (National Balancing Point), ajustándose en su caso de acuerdo con referencias del mercado correspondiente, en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. Al igual que lo descrito para el segmento de Exploración y Producción, estos precios se obtienen tanto de las bases del presupuesto anual como, a partir del segundo año, de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético.
- b) Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL: Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio, así como a la estimación de la actividad de trading, todo ello conforme al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos,

como la estimación de precios indicada en el punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado (WACC) después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada. La tasa de descuento utilizada, considera el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2013 y 2012, por segmento y por área geográfica son las siguientes:

	2013	2012
UPSTREAM (*)		
América	8,1% - 11,9%	7,7% - 11,8%
Europa, Norte de África y Asia	8,1% - 10,4%	7,7% - 10%
DOWNSTREAM		
GNL (*)	4,6% - 10,2%	4,9% - 12,3%
	4,7% - 4,8%	4,3 % - 7,7%

(*) Tasas de descuento en USD.

Las hipótesis y las tasas de descuento utilizadas en el cálculo de los flujos de caja correspondientes a las UGE de Gas Natural Fenosa son las definidas por dicho grupo en sus cuentas anuales.

Para aquellas UGE que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGE en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas “variaciones razonablemente previsibles” pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGE en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGE a las variaciones que considera razonablemente previsibles. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo han considerado las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad

Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent, WTI y HH)	10%
Descenso en el volumen de ventas	5%
Aumento de los costes operativos e inversión	5%
Descenso en el margen de contribución unitario	5%
Aumentos en la WACC	50 p.b

En este sentido, Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

2.2.11) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende de la naturaleza de los activos financieros y del propósito para el cuál dichos activos han sido adquiridos.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

- a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.
- a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta que no sean instrumentos derivados.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver Nota 2.2.25). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados que son

registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “Préstamos y partidas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, serán valorados a su valor razonable. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del periodo. En cuanto a los “Activos financieros disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del periodo.

Los “Préstamos y cuentas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas al vencimiento”, son valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva correspondiente.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en periodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del periodo.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

2.2.12) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El coste, se calcula como coste medio, e incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando su importe en libros es superior al valor neto realizable. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejan de existir, o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere recuperar el mismo mediante la venta de los productos terminados a los que se incorporen y sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver Nota 12).

2.2.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

2.2.14) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 2.1.2, 14.1 y 14.4).

2.2.15) Acciones propias

Las acciones propias se valoran a su coste de adquisición y se presentan minorando la cifra de patrimonio neto. Asimismo, cualquier ganancia o pérdida derivada de las mismas es reconocida directamente en el patrimonio neto.

2.2.16) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las participaciones preferentes que se detallan en la Nota 18 corresponden a esta categoría de

pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en la Nota 2.2.25.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo registra la baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

2.2.17) Provisiones y pasivos contingentes

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación es probable que se produzca una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

El registro contable de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 34).

2.2.18) Planes de fidelización dirigido a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual y Planes de adquisición de acciones

El Grupo Repsol tiene implantados planes de fidelización y de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la Nota 17.d).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los planes de fidelización se registra en el epígrafe “Gastos de personal” y en el epígrafe “Otras reservas” a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

2.2.19) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su participación en Gas Natural Fenosa (ver Nota 17).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “Gastos de personal” de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol, principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

- i. El coste de los servicios del periodo corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo “Gastos de Personal”.
- ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe “*Resultado Financiero*”.
- iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe “*Resultado Financiero*”.

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe “*Reservas*” del Patrimonio Neto.

2.2.20) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a la cuenta de resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

2.2.21) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos, se presentan en el epígrafe de “Otros pasivos no corrientes” del balance de

situación y corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el periodo de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (Ver Nota 2.2.6 b)).

2.2.22) Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al arrendatario al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, los activos arrendados se presentan en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del balance de situación por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea, al inicio del arrendamiento, su ejercicio con suficiente grado de certeza. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*” de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” de la cuenta de resultados según se devengan.

2.2.23) Impuesto sobre beneficios

Repsol registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria, es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 23).

En la línea “*Impuesto sobre beneficios*” de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficios, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de “*ajustes por cambios de valor*”, se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

2.2.24) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el valor añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en

función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que se registran por el neto.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de cobro de los accionistas han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

2.2.25) Operaciones con instrumentos financieros derivados

El Grupo contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos. Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés;
- permutas financieras de tipo de interés;
- contratos a plazo de tipo de cambio;
- permutas sobre el precio de crudo y productos;
- opciones sobre tipo de interés.
- opciones sobre precio del crudo

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos

instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de los instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la cuenta de resultados.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (que se corresponde con el exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe “*Diferencias de conversión*” en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se transferirán a la cuenta de resultados cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese

momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la transacción objeto de cobertura.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39 *Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*.

En los casos en que existan derivados implícitos contenidos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales de distinta naturaleza, los mismos se consideran contablemente como derivados separados cuando sus riesgos y características no estén estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registren a su valor razonable con cambios en la cuenta de resultados.

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a la valoración de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable del valor de los activos (ver Notas 2.2.10, 6 y 7) (v) los instrumentos financieros derivados (ver Notas 2.2.25 y 20) y (vi) los instrumentos financieros registrados como consecuencia del proceso de expropiación de YPF S.A. e YPF GAS S.A. (ver Nota 4.3).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver Nota 7). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del grupo.

Repsol prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Nota 34 y Nota 35).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía (Ver Nota 23).

(4) EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A.

Durante 1999, como parte de su estrategia de crecimiento internacional, el Grupo adquirió, a través de una serie de operaciones, el 98,94% de YPF S.A., empresa argentina líder en el sector de hidrocarburos y anterior monopolio estatal de petróleo y gas en Argentina. En 2008, Repsol vendió el 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía S.A. (en adelante “Petersen Energía”) y le otorgó dos opciones de compra sobre una participación adicional del 10,1% de YPF S.A., las cuales fueron ejercitadas en 2008 y 2011. (Ver Nota 4.2). Durante 2010 y 2011 Repsol vendió porcentajes adicionales de YPF S.A. A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control de YPF S.A. por la intervención y expropiación de YPF e YPF Gas, el porcentaje de participación del Grupo en YPF S.A. ascendía a un 57,43%.

4.1) Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF e YPF Gas

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina en el que se declaraba de interés público y objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización. Asimismo el artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones “Clase D” de YPF S.A. pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas. La participación del Grupo Repsol en YPF S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el “Decreto de Intervención”), efectivo desde esa fecha, que dispuso la intervención temporal de YPF S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A., que asumía todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante “hecho relevante” de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias mencionadas.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a YPF Gas S.A., en aquel momento denominada Repsol YPF Gas S.A., sociedad de nacionalidad argentina dedicada al fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

Tras la rápida tramitación parlamentaria del proyecto antes citado, el 7 de mayo de 2012 el Boletín Oficial de la República Argentina publica la Ley 26.741 (la “Ley de Expropiación de YPF”), que entra en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones “Clase D” de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A. representado por el 60% de las acciones “Clase A” de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.
- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, configurándose de este modo una “ocupación temporánea” de las indicadas acciones en los términos previstos en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones).
- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la indicada Ley 21.499, actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional y el precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designó al Gerente General de YPF S.A.

La intervención de YPF S.A. concluyó con la celebración, el 4 de junio de 2012, de la Asamblea de Accionistas de la compañía, que había sido convocada por el presidente de la Comisión Nacional de Valores. En esta Asamblea, el Gerente General fue designado miembro del Directorio y, posteriormente, ese órgano lo designó Presidente. Asimismo, dicha Asamblea procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus remplazantes. De los 17 nuevos miembros titulares del Directorio, la Asamblea de Accionistas nombró un Director a propuesta de Repsol. Esta cifra se ha visto incrementada en 2013, la Asamblea de Accionistas de YPF S.A. de 30 de abril de 2013, continuada el 30 de mayo de 2013, nombró dos Directores a propuesta de Repsol.

Tanto las Asambleas de Accionistas de YPF S.A. de 4 de junio, 17 de julio y 13 de septiembre de 2012 y la de 30 de abril de 2013 -continuada el 30 de mayo de 2013-, así como las Asambleas de YPF Gas S.A. de 6 de julio y 20 de diciembre de 2012 y la de 16 de mayo de 2013, han sido impugnadas por Repsol, S.A. y por Repsol Butano, S.A., respectivamente, por considerar, entre otros argumentos, que las mismas no se encontraban válidamente constituidas por traer causa de un proceso expropiatorio ilegítimo e inconstitucional.

No se han producido cambios relevantes en el marco legal que instrumentó el proceso expropiatorio de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Repsol viene señalando que la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (ya que sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol); que no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando llevó a cabo la privatización de YPF S.A., que viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, reservándose por tales motivos todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF S.A. cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el “Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina”, suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto y según se detalla en el apartado *Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A.* de la Nota 34, Repsol continua con todas las acciones legales previamente iniciadas: (i) por vulneración del “Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina”, ante el tribunal arbitral del CIADI, el cual, conforme al Convenio de Washington, iniciado el procedimiento, atrae para sí la competencia exclusiva para entender sobre la legalidad de la expropiación y ante el que se ha solicitado, entre otras, la restitución de las acciones expropiadas o, alternativamente, a solicitud de las demandantes, que se condene a Argentina a satisfacer una compensación adecuada, y además la indemnización de todos los daños y perjuicios adicionales causados; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF S.A. e YPF Gas S.A. y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. expropiadas de titularidad del Grupo, ante los tribunales argentinos; (iii) por incumplimiento del Estado argentino de la obligación de formular una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad, ante los tribunales del estado de Nueva York y (iv) otros procedimientos judiciales iniciados en diversas jurisdicciones (tribunales españoles y tribunales del estado de Nueva York) para preservar los activos de la sociedad confiscada y evitar que empresas petroleras competidoras (hasta la fecha Chevron y Bidas), aprovechándose de las infracciones normativas ocurridas, obtengan ventaja indebida de determinados activos pertenecientes a YPF S.A. mediante la firma de acuerdos cuya validez por tal motivo es cuestionada en esos procesos.

En noviembre de 2013, el Gobierno argentino anunció un principio de acuerdo acerca de la compensación por la expropiación de las acciones del Grupo Repsol representativas del 51% del capital social de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión de 27 de noviembre de 2013, analizó y valoró positivamente el mismo y, con el objeto de desarrollarlo y sin perjuicio del mantenimiento entretanto de todas las actuaciones contra la expropiación o relacionadas con ella, decidió iniciar un proceso de conversaciones con dicho Gobierno, a fin de explorar la posibilidad de una solución pronta, justa y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD, y en el que se debería atender a las exigencias que plantea la complejidad propia del asunto y responder a términos y garantías apropiados para asegurar su eficacia. En la misma reunión, el Consejo de Administración acordó la contratación de un Banco de Inversión de prestigio internacional para apoyar al equipo de Repsol en el proceso y facilitar una conducción profesional del mismo.

4.2) Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.

En el año 2007 Repsol decidió potenciar la integración de la gestión de YPF S.A. en el tejido económico, empresarial y social argentino, incorporando socios locales a la gestión de la

compañía.

Con ese propósito, en 2008 Repsol vendió el 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía y le otorgó dos opciones de compra sobre un total del 10,1% de YPF S.A., las cuales fueron ejercitadas en 2008 y 2011. La operación, de envergadura económica, fue financiada por un grupo internacional de bancos y por Repsol. En su ejecución, de acuerdo con lo establecido en los estatutos sociales de YPF S.A., Petersen Energía realizó una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre el 100% del capital de YPF S.A., autorizada por el Gobierno argentino, en cuya virtud Petersen Energía adquirió un 0,462% adicional del capital social de YPF S.A. Estas operaciones también contaron para su ejecución con un préstamo otorgado por el Banco Santander en junio de 2008 (el “Préstamo 1ª Opción”), garantizado por Repsol. A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida del control de YPF S.A. por el Grupo por la citada expropiación, el Grupo Petersen era titular del 25,46% de la petrolera argentina.

El 23 de abril de 2012, el interventor del Gobierno suspendió la celebración de la Asamblea ordinaria de Accionistas de YPF S.A., convocada por el Directorio de la sociedad para el 25 de abril de 2012, lo que determinó la imposibilidad de Grupo Petersen de afrontar los vencimientos de los préstamos obtenidos para financiar la adquisición de su participación en YPF S.A. Esto a su vez provocó (a) el incumplimiento o default de los contratos de préstamo con los bancos financiadores y con Repsol; (b) la ejecución por parte de Repsol de las garantías pignoratias que tenía a su favor sobre las acciones de la propia YPF S.A. de titularidad de Grupo Petersen, y (c) la entrada en concurso de acreedores de las sociedades del Grupo Petersen prestatarias.

Por otro lado, con relación al Préstamo 1ª Opción, el 18 de mayo de 2012, el Banco Santander reclamó a Repsol el pago parcial del préstamo en calidad de garante, que atendió mediante el pago de 4,6 millones de dólares. A su vez en abril de 2013, Repsol ejecutó parcialmente la prenda que tenía a su favor sobre 322.830 ADSs de YPF S.A. (0,08% del capital social de YPF S.A.). El 15 de noviembre de 2013, el Banco Santander notificó a Repsol como garante, el vencimiento final del préstamo citado, que hizo efectivo mediante pago de 92 millones de dólares. Se estima que en abril de 2014 Repsol podrá ejecutar el remanente de la prenda, otorgada a su favor.

4.3) Tratamiento contable de la expropiación

Intervención, pérdida de control y hechos relacionados con la pérdida de control.

Debido a los hechos señalados en la Nota 4.1, en 2012, se produjo la pérdida del control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que supuso dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

En 2012, y desde la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. se consideraron actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se clasificaron en los epígrafes específicos para las mismas. A 31 de diciembre de 2012 el importe aportado por YPF S.A. e YPF Gas S.A. en el epígrafe “*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*” por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, ascendió a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente (véase Nota 27 Resultado de Operaciones Interrumpidas).

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF S.A. e YPF Gas S.A. que formaban parte del balance consolidado y que se dieron de baja en el ejercicio 2012:

Millones de euros ⁽¹⁾

ACTIVO	YPF	YPF Gas	Total
Inmovilizado Intangible:	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	-	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	-	5.886
b) Otros costes de exploración	120	-	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	-	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	-	97
ACTIVO NO CORRIENTE	11.244	40	11.284
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	-	73
Otros activos financieros corrientes	12	-	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
ACTIVO CORRIENTE	2.704	54	2.758
TOTAL ACTIVO	13.948	94	14.042
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE ⁽²⁾	(589)	(16)	(605)
INTERESES MINORITARIOS	2.735	7	2.742
Subvenciones	46	-	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	-	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	-	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	-	30
PASIVO NO CORRIENTE	3.503	5	3.508
Provisiones corrientes	172	-	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	-	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
PASIVO CORRIENTE	3.579	39	3.618
TOTAL PATRIMONIO NETO, INTERESES MINORITARIOS Y PASIVO	9.228	35	9.263
VALOR NETO	4.720	59	4.779

⁽¹⁾ Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

⁽²⁾ Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF S.A. y en YPF Gas S.A.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. generadas hasta el momento de la pérdida de control fueron traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados correspondiente al ejercicio 2012.

Por otra parte, se identificaron otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF S.A., que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, tales como los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se registraron en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas del ejercicio 2012, dado que los mismos estaban estrechamente relacionados con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de ADSs, titularidad del grupo Petersen. El 30 de mayo de 2012, Repsol notificó al grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. El importe provisionado por dichos préstamos, neto del valor de mercado de las acciones pignoradas, ascendió a 1.402 millones de euros.

Por otro lado, y respecto al Préstamo 1ª Opción, a 31 de marzo de 2012 el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares. El 18 de mayo de 2012 Repsol en calidad de garante de dicho préstamo efectuó al Banco Santander el pago de 4,6 millones de dólares. Como consecuencia de lo anterior el Grupo registró una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía y que representaban el 0,56% del capital de YPF S.A.

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones, se registraron, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se registraron por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" (5.343 millones de euros por las acciones de YPF S.A. sujetas a expropiación y 30 millones por las acciones de YPF Gas S.A.) y el resto de las acciones que no habían sido objeto de expropiación, se registraron como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF S.A. y 20 millones de euros por las de YPF Gas S.A.)

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*", como en el de las registradas en el epígrafe "*Activos financieros disponibles para la venta*", se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*", hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de resultados.

Sin perjuicio de los derechos y reclamaciones de Repsol en los foros oportunos por la ilegalidad de la expropiación y de las valoraciones que se efectúen en dicho proceso, la determinación del valor de las acciones, a efectos de su registro contable, se realizó de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*”, la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino haría efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol tomó en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabía esperar que fueran aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivado del proceso expropiatorio. Puesto que este precio o compensación todavía no se había fijado y que resultaba posible que debiera hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirían circunstancias ajenas al control del Grupo, había que tener presente que la estimación del valor recuperable conllevaría incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se haría efectiva.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF S.A. registradas como “*Activos financieros disponibles para la venta*” (que forman parte del epígrafe “*Activos financieros no corrientes*” del balance de situación adjunto), fueron valoradas inicialmente a su valor de mercado, que se correspondía con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de YPF Gas S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se valoraron inicialmente siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos supusieron el registro inicial de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en 2012, en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos anteriormente mencionados por el proceso de expropiación ascendió a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*” de la cuenta de resultados (Véase Nota 27).

Valoración posterior de activos y pasivos tras la pérdida de control

Al cierre del ejercicio 2013 se han revaluado las acciones expropiadas para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia de un posible acuerdo transaccional que ponga fin a la controversia sobre la expropiación. Atendiendo al principio de acuerdo anunciado en noviembre de 2013 y a las bases del proceso negociador establecidas por Repsol, ese valor recuperable se ha estimado en 5.000 millones de dólares, estando sujeto en cualquier caso a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso (véase Nota 37 “*Hechos posteriores*”). En este sentido, se ha registrado un deterioro del valor de las acciones clasificadas como “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” por importe neto de 1.279 millones de euros en el epígrafe “*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*”. Dicho importe incluye 161 millones de euros por el efecto neto acumulado por variaciones en el tipo de cambio que había sido registrado en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” dentro del patrimonio neto del Grupo. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se registró la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y por tanto, tener un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo registrado en dicho epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” por las acciones sujetas a expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. asciende a 3.625 y 5.392 millones de euros, respectivamente.

En relación con los préstamos concedidos a Petersen, el 8 de noviembre de 2012 Repsol ejecutó las prendas asociadas a esos préstamos por un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, que representan un 5,38% del capital social de YPF S.A., registrando dichas acciones como “*Activos financieros disponibles para la venta*”. El importe de los préstamos se encuentra totalmente provisionado a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

En relación con el Préstamo 1ª Opción, en abril de 2013 Repsol ejecutó parcialmente la citada prenda sobre 322.830 ADSs de YPF S.A., representativas de un 0,08% de su capital social, registrando las acciones como “*Activos financieros disponibles para la venta*” por su valor de mercado en el momento de la adquisición por importe de 4 millones de euros.

En noviembre de 2013, la provisión para riesgos y gastos que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol en relación al Préstamo 1ª Opción se ha cancelado como consecuencia del pago por parte de Repsol, en su calidad de garante, del último vencimiento del préstamo junto con sus intereses por importe de 92 millones de dólares. Tras la cancelación, se ha reconocido en el epígrafe “*Activos financieros disponibles para la venta*” el derecho a recibir las acciones correspondientes (1.887.362 ADSs) como contragarantía por su valor de realización por importe de 35 millones de euros (véase Nota 11.3).

En el ejercicio 2013 las variaciones de valor de las acciones clasificadas como “*Activos financieros disponibles para la venta*”, incluyendo aquellas adquiridas por la ejecución de la contragarantía a favor de Repsol, S.A. en relación con el Préstamo 1ª Opción, se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*”, por un importe positivo antes de impuestos de 607 millones de euros, y corresponden fundamentalmente a la evolución de su cotización y del tipo de cambio. A 31 de diciembre de 2013 el saldo registrado por las acciones que no han sido objeto de expropiación asciende a 1.177 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 y desde el registro inicial de dichas acciones, la variación ascendió a 59 millones, con un saldo a 31 de diciembre de 2012 de 530 millones de euros.

(5) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.061	2.086
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	95	96
Otras compañías	220	224
TOTAL	2.648	2.678

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	2.678	4.645
Adquisiciones	-	5
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	(95)
Desinversiones	(1)	(1)
Diferencias de conversión	(27)	(2)
Saneamientos	-	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(2)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽¹⁾	-	(58)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽²⁾	-	(1.808)
Saldo al cierre del ejercicio	2.648	2.678

- (1) En 2012 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo.
- (2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

En 2012 el epígrafe “*Variaciones del perímetro de consolidación*” recoge, principalmente, la baja del fondo de comercio de Empresas Lipigas, S.A. por importe de 99 millones de euros tras la venta de Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía el 45% de dicha sociedad (ver Nota 31 “*Desinversiones*”).

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Fondo de comercio bruto	2.680	2.710
Pérdidas de valor acumuladas	(32)	(32)
FONDO DE COMERCIO NETO	2.648	2.678

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2013 y 2012 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Upstream ⁽¹⁾	95	100
Latinoamérica	79	84
Resto del Mundo	16	16
Downstream ⁽²⁾	492	492
Europa	423	420
Resto del Mundo	69	72
Gas Natural Fenosa ⁽³⁾	2.061	2.086
TOTAL	2.648	2.678

(1) Corresponde principalmente a la UGE constituida por los activos netos de exploración y producción del Grupo en Venezuela.

(2) Corresponde a un total de 22 UGE siendo el importe individualmente más significativo el 24% del total del segmento.

⁽³⁾ A 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye 1.727 y 1.752 millones de euros correspondientes a los fondos de comercio registrados por Gas Natural Fenosa por la participación de ésta en las sociedades de su grupo cuya distribución geográfica en España, Latinoamérica y resto del mundo asciende a 1.466, 199 y 62 millones de euros respectivamente.

(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

millones de euros						
	Derechos para la vinculación de EE.SS y otros derechos	Derechos Emisión de CO ₂	Aplicaciones Informáticas	Permisos de exploración	Otro inmovilizado	Total
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2012	994	192	570	766	2.812	5.334
Inversiones ⁽¹⁾	34	6	82	20	54	196
Retiros o bajas	(29)	-	(1)	-	(7)	(37)
Diferencias de conversión	(6)	-	-	(15)	(64)	(85)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	-	(1)	-	4	3
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	16	(76)	(10)	142	(92)	(20)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁴⁾	(1)	(1)	-	3	(19)	(18)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁵⁾	(26)	-	(43)	(51)	(621)	(741)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	982	121	597	865	2.067	4.632
Inversiones ⁽¹⁾	16	15	89	54	44	218
Retiros o bajas	(54)	(1)	(2)	(45)	(6)	(108)
Diferencias de conversión	(14)	-	(4)	(37)	(96)	(151)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	(1)	(1)	-	-	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	15	(47)	(3)	15	-	(20)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	1	-	-	-	1
Saldo a 31 de diciembre de 2013	945	88	676	852	2.009	4.570
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2012	(583)	(76)	(394)	(160)	(983)	(2.196)
Amortizaciones	(56)	-	(62)	(29)	(84)	(231)
Retiros o bajas	23	-	1	-	2	26
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	(8)	-	-	1	(6)
Diferencias de conversión	4	-	-	3	21	28
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1	-	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(1)	76	8	(1)	(15)	67
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁴⁾	-	-	(2)	-	11	9
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁵⁾	23	-	25	1	456	505
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(589)	(8)	(423)	(186)	(590)	(1.796)
Amortizaciones	(55)	-	(46)	(11)	(90)	(202)
Retiros o bajas	53	-	2	-	4	59
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	(16)	-	-	(22)	(37)
Diferencias de conversión	9	-	3	6	34	52
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1	-	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(3)	7	(3)	39	-	40
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁶⁾	-	-	-	-	(11)	(11)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(584)	(17)	(466)	(152)	(674)	(1.893)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	393	113	174	679	1.477	2.836
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013	361	71	210	700	1.335	2.677

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 “Desinversiones” y Nota 10 “Activos no corrientes mantenidos para la venta”), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

⁽¹⁾ Las inversiones en 2013 y 2012 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Bulgaria y Oriente Medio en 2013 y en el Golfo de Méjico y Namibia en 2012.

⁽²⁾ Ver Nota 30 “Combinaciones de negocios” y Nota 31 “Desinversiones”.

⁽³⁾ En el ejercicio 2013, la columna “Derechos de Emisión de CO₂” incluye, fundamentalmente, 60 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2013 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el

ejercicio 2012 por importe de 110 millones de euros. En el ejercicio 2012, la misma columna “*Derechos de Emisión*” incluía, fundamentalmente, 132 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2012 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2011 por importe de 95 millones de euros.

- (4) Recoge, fundamentalmente, los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades y adicionalmente los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta.
- (5) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control en YPF e YPF Gas como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.
- (6) Incluye el deterioro de los activos de GNL en Norteamérica ver apartado “*Deterioro de valor de Otro Inmovilizado Intangible*” de esta Nota.

Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S), y otros derechos, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en la Nota 2.2.6).

El epígrafe “*Otro inmovilizado*” incluye principalmente:

- a) Inmovilizado intangible de Gas Natural Fenosa, por importe de 469 y 540 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.
- b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver Nota 2.2.6) por importe de 422 y 465 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia.

En el ejercicio 2013 y 2012 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 33 y 35 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe “*Ingresos de explotación*”.

- c) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2013 y 2012 por importe de 205 millones de euros.
- d) La concesión del gasoducto del Magreb Europa por importe de 73 millones de euros (85 millones de euros en 2012) a través de la participación en Gas Natural Fenosa.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 206 millones de euros en 2012. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver Nota 2.2.6).

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 117 millones de euros y 112 millones de euros en 2013 y 2012 respectivamente, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

Deterioro de valor de “*Otro Inmovilizado Intangible*”

En el ejercicio 2013 Gas Natural Fenosa registró pérdidas de valor por importe de 21 millones de euros (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) dentro del epígrafe “*Otro inmovilizado intangible*”, que corresponde a la pérdida por deterioro del valor

asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural, y cuyo valor recuperable de este activo es cero conforme a su valor de uso. Unión Fenosa Gas ha iniciado en el ejercicio 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales.

Las correcciones valorativas de los derechos de emisión de CO₂ por importe de 16 y 8 millones de euros a cierre de los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente, por la depreciación de los derechos de emisión de CO₂ (ver Nota 35), se vieron compensadas, casi en su totalidad, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

Adicionalmente en 2013 se ha registrado un deterioro por importe de 11 millones de euros por los activos asociados a las actividades de GNL en Norteamérica, en el epígrafe “*Movimientos de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 31).

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2012	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
Inversiones	41	207	1.438	514	2	100	845	3.147
Retiros o bajas	(8)	(154)	(16)	(134)	(8)	(131)	(24)	(475)
Diferencias de conversión	(6)	(22)	(252)	(36)	-	3	(3)	(316)
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(16)	(59)	(196)	(2)	(6)	(97)	(2)	(378)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	252	1.426	377	104	6	65	(1.766)	464
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁶⁾	(17)	(104)	(596)	20	(36)	(5)	(4)	(742)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽³⁾	(618)	(4.156)	(25.715)	(295)	(171)	(406)	(1.146)	(32.507)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	2.657	26.518	12.953	2.333	1.832	1.523	1.185	49.001
Inversiones	9	205	1.488	558	1	100	834	3.195
Retiros o bajas	(23)	(341)	(15)	(18)	(3)	(40)	(20)	(460)
Diferencias de conversión	(25)	(218)	(617)	(108)	(2)	(24)	(18)	(1.012)
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(22)	(378)	-	(19)	(1)	(22)	(11)	(453)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	41	499	286	34	(1.485)	24	(670)	(1.271)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	1	-	-	-	(67)	(1)	-	(67)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	2.638	26.285	14.095	2.780	275	1.560	1.300	48.933
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2012	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	-	(43.049)
Amortizaciones	(62)	(992)	(831)	(295)	(13)	(76)	-	(2.269)
Retiros o bajas	4	136	14	134	8	125	-	421
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(21)	1	(19)	-	(42)	-	(81)
Diferencias de conversión	1	4	112	17	-	(4)	-	130
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	5	27	311	2	4	58	-	407
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	4	(20)	(204)	(122)	1	2	-	(339)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	4	38	322	5	(60)	4	-	313
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽³⁾	251	3.064	19.828	175	119	256	-	23.693
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(682)	(11.735)	(5.662)	(1.255)	(429)	(1.011)	-	(20.774)
Amortizaciones	(64)	(998)	(862)	(346)	(14)	(74)	-	(2.358)
Retiros o bajas	20	346	-	3	3	36	-	408
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	(19)	(7)	-	-	(71)	-	(98)
Diferencias de conversión	6	58	258	53	1	10	-	386
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	6	145	-	19	-	4	-	174
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(3)	4	(4)	(31)	379	(2)	-	343
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	(251)	(437)	-	-	(52)	(30)	-	(770)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(969)	(12.636)	(6.277)	(1.557)	(112)	(1.138)	-	(22.689)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	1.975	14.783	7.291	1.078	1.403	512	1.185	28.227
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013 ⁽⁴⁾	1.669	13.649	7.818	1.223	163	422	1.300	26.244

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 “Desinversiones” y Nota 10 “Activos no corrientes mantenidos para la venta”), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

- (1) Ver Nota 30 “Combinaciones de negocios” y Nota 31 “Desinversiones”. En 2013 incluye la baja de parte de los activos de GNL por importe neto de 221 millones de euros.
- (2) En 2013 incluye reclasificaciones del epígrafe “Inmovilizado en curso” fundamentalmente a “Maquinaria e instalaciones”, por importe de 159 millones de euros por diversos proyectos realizados en el ejercicio. Adicionalmente incluye reclasificaciones de 1.111 millones al epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta” de los activos del GNL en procesos de desinversión (véase Nota 31) que a 31 de diciembre estaban pendientes de transmisión. En 2012 incluía reclasificaciones del epígrafe “Inmovilizado en curso” fundamentalmente a “Maquinaria e instalaciones”, por importe de 891 millones de euros, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor, 253 correspondientes a la nueva sede corporativa denominada Campus.

- (3) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.
- (4) A 31 de diciembre de 2013 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 1.010 millones de euros (224 millones de euros en 2012).
- (5) En 2013 incluye 837 millones de euros correspondientes a los movimientos de operaciones de los negocios del GNL objeto de desinversión, principalmente el registro del deterioro de valor de los activos de GNL en Norteamérica (ver apartado “*Deterioro de valor del Inmovilizado Material*” de esta Nota).
- (6) Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades y adicionalmente los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta.

En el ejercicio 2013 las principales inversiones se realizaron en España 875 millones de euros, en EE.UU 708 millones de euros, en Brasil 395 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 833 millones de euros, en Rusia 65 y en Portugal 40 millones de euros. Las principales inversiones en 2012 se realizaron en España 1.092 millones de euros, en Estados Unidos 792 millones de euros, en Brasil 254 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 863 millones de euros, en Rusia 64 millones de euros y en Portugal 58 millones de euros. Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF e YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros.

En el epígrafe “*inmovilizado material*” en los ejercicios 2013 y 2012 se incluyen 1.471 millones de euros y 2.844 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2013 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.269 millones de euros y a 1.329 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente (ver Nota 21). En diciembre de 2013 se reclasificaron al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” del balance de situación (véase Nota 10) los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.111 millones de euros, como consecuencia del proceso de venta de los negocios del GNL (véase Nota 31).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 976 y 767 millones de euros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2014 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2.2.7. En 2013 y 2012, el coste medio de activación ha sido 3,83% y 4,19% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 113 y 103 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados adjunta.

Las concesiones de las centrales hidráulicas en España que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12, entre otras razones como consecuencia de que los precios de venta de energía se fijan en el mercado. El resto de concesiones del ámbito internacional, también a través de Gas Natural Fenosa, se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12 como consecuencia de que el concedente no controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo y simultáneamente determina el precio del servicio. Su importe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 1.014 y 1.138 millones de euros respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 635 y 1.300 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 638 y 1.185 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, respectivamente.

El epígrafe “*Inmovilizado material*” incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.649 y 8.609 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

Deterioro de valor del “Inmovilizado Material”

Como consecuencia de la transmisión de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) se ha producido la ruptura de la Unidad Generadora de Efectivo que incluía los activos de Norteamérica junto con diversos activos que forman parte del perímetro de la transacción (fundamentalmente activos de Trinidad y Tobago y los contratos de comercialización de GNL asociados). En este sentido, Repsol ha ajustado el valor contable de los activos correspondientes a los negocios de GNL en Norteamérica dentro del segmento GNL (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas) a su nuevo valor en uso, registrando una provisión por deterioro por un importe de 708 millones de euros en los epígrafes de “*Terrenos, edificios y otras construcciones*”, “*Maquinaria e instalaciones*” y “*Otro Inmovilizado material*”. Adicionalmente se ha registrado una provisión por el contrato oneroso “*Process or pay*” asociado a la planta de Canaport por importe de 691 millones de euros (ver Nota 16). El valor recuperable de los activos en Norteamérica asciende a 900 millones de euros, correspondiente al valor en uso calculado con los nuevos flujos de caja asociados a dicha UGE descontados a una tasa media del 4,75% (4,3% en 2012). Estos impactos contables han sido registrados en el epígrafe “*Resultado de operaciones interrumpidas*” al entenderse como parte de los gastos asociados al proceso de venta de los activos de GNL a Shell.

Adicionalmente en el ejercicio 2013 y como consecuencia de una optimización de la capacidad productiva del Grupo en España y Portugal se han dotado pérdidas de valor de parte de los activos del negocio químico, en determinadas líneas de producción y en el proyecto de ampliación de Sines. Los importes registrados ascienden a 17 y 64 millones de euros (18 y 36 millones de euros en 2012) en los epígrafes “*Maquinaria e instalaciones*” e “*Inmovilizado en curso*” respectivamente. Estos activos forman parte del segmento Downstream y su valor recuperable se ha considerado que es cero.

Adicionalmente en 2012 se dotaron pérdidas de valor por importe de 14 millones de euros por activos de exploración en Sierra Leona debido a las incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2012	44	(20)	24
Reclasificaciones y otros movimientos	2	-	2
Amortización y (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(1)	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	46	(21)	25
Reclasificaciones y otros movimientos	2	-	2
Amortización y (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(3)	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	48	(24)	24

El valor razonable de los activos incluidos en este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 76 y 88 millones de euros respectivamente. Dicho valor razonable, calculado a partir de informes de expertos independientes se basa fundamentalmente en técnicas de valoración propuestas por la Orden ECO/805/2003, de 27 de marzo sobre normas de valoración de bienes inmuebles, destacando el método residual dinámico consistente en un descuento de flujos futuros actuales o esperados basados en los principios de mayor y mejor uso.

Los ingresos relacionados con las inversiones inmobiliarias en 2013 ascienden a 2,3 millones de euros siendo en 2012 inferiores a 1 millón de euros.

(9) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Perú LNG Company Llc ⁽¹⁾	-	238
Petrocarabobo, S.A.	115	102
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) ⁽²⁾	-	65
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	-	44
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	-	40
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	44	43
Guará, B.V.	86	61
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	54	44
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	29	30
Transierra, S.A.	28	29
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	20	18
Dynasol Gestión, S.A.	19	6
Otras sociedades puestas en equivalencia	17	17
	412	737

⁽¹⁾ Compañías que forman parte del perímetro de venta de los activos y negocios de GNL a Shell (ver Nota 31).

⁽²⁾ Compañías clasificada en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 10).

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades del Grupo más significativas contabilizadas aplicando el método de participación.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	737	699
Inversiones	71	86
Desinversiones	(16)	(41)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(330)	-
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	48	47
Dividendos repartidos	(33)	(26)
Diferencias de conversión	(21)	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	(53)	(3)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽³⁾	9	15
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽²⁾	-	(34)
Saldo al cierre del ejercicio	412	737

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 “Desinversiones” y Nota 10 “Activos no corrientes mantenidos para la venta”), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

- (1) En 2013 incluye la baja de los negocios de GNL por importe de 330 millones de euros.
- (2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.
- (3) El detalle de los movimientos netos más significativos correspondientes a los negocios del GNL objeto de desinversión son i) Resultados en 2013 de Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago y Perú LNG Company por importe de 36, 22 y 16 millones de euros, y en 2012, 25, 19 y 25 millones de euros, respectivamente ii) “Dividendos” en 2013 de Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago y Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago por importe de 36 y 20 millones de euros, y en 2012, 27 y 22 millones de euros, respectivamente.
- (4) Inversión reclasificada en 2013, al epígrafe de activos no corrientes mantenidos para la venta principalmente, Transportadora de Gas del Perú, S.A. (ver Nota 10).

Las principales inversiones en el ejercicio 2013 corresponden a Guarà, B.V., Petrocarabobo, S.A. y Dynasol Gestión, S.A. por importe de 37, 18 y 14 millones de euros respectivamente. En 2012 se realizaron inversiones en Guarà, B.V. por importe de 60 millones de euros.

Las desinversiones en 2013 y 2012 corresponden a la devolución de capital a los accionistas de Guara, B.V. como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración off-shore.

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2013 y 2012 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	17	15
Oleoducto de crudos pesados (OCP), Ltd.	14	10
Transportadora de Gas de Perú, S.A. (TGP)	3	8
Guara, B.V.	5	4
Otras sociedades puestas en equivalencia	9	10
	48	47

- (1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL, descrito en la Nota 31 “Desinversiones”.

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

<u>Sociedad</u>	<u>% Participación</u>
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	18,00%
Oleoducto Transandino de Chile, S.A.	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. ⁽¹⁾	11,60%
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Qalhat LNG, S.A.O.C. ⁽¹⁾	3,68%
Tocado International B.V.	18,00%

⁽¹⁾ Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2013 y 2012 (ver Anexo I):

	<u>2013</u>	<u>2012 ⁽¹⁾</u>
<u>En balance</u>		
Total Activos	581	1.765
Total Patrimonio	412	737
	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012 ⁽²⁾</u>
<u>En resultados</u>		
Ingresos	388	450
Resultado del periodo procedente de operaciones continuadas	48	47

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2012 incluye: (i) “*Total Activos*” por importe de 858 millones de euros y (ii) “*Total Patrimonio*” por 323 millones de euros correspondientes a las sociedades que formaban parte del perímetro de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31).

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL, descrito en la Nota 31 “Desinversiones”.

(10) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2013	2012
Inmovilizado material y otros activos intangibles	1.269	310
Otros activos no corrientes	82	22
Activos corrientes	500	8
	1.851	340
Pasivos no corrientes	1.174	7
Pasivos corrientes	359	20
	1.533	27
	318	313

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2013

En diciembre de 2013, en el marco del acuerdo de venta a Shell de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), se han reclasificado a los epígrafes “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados a activos no corrientes mantenidos para la venta*” por importe de 1.558 y 1.456 millones de euros respectivamente, los activos y negocios de GNL que formando parte del proceso de venta a Shell, no habían sido vendidos a 31 de diciembre de 2013. Una vez obtenidas las autorizaciones necesarias y cumplidas las condiciones pactadas, la venta tuvo lugar el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37). Dichos activos y negocios incluyen fundamentalmente los buques metaneros que fueron adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver Notas 7 y 21.1) para las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL.

En 2013 se han reclasificado al epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” 53 millones de euros correspondientes a la participación del 10% del Grupo en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (ver Notas 9 y 37).

Adicionalmente incluye el porcentaje de participación del 17,5% poseído por la Sociedad del Grupo Repsol Venezuela Gas, S.A. en el área de Cardón IV ubicada en el Golfo de Venezuela, tras la notificación oficial por la que Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) participaría a través de la adquisición de un 17,5% del porcentaje poseído por esta sociedad del Grupo. Los activos y pasivos asociados a dicho porcentaje ascienden a 220 y 76 millones de euros en 2013.

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2012

A 31 de diciembre de 2012, y desde su adquisición el 29 de diciembre de 2011, la sociedad Eurotek se clasificó como activo no corriente mantenido para la venta. La sociedad Repsol Exploración Karabashky B.V adquirió el 100% de Eurotek, empresa que explota licencias de exploración y producción de hidrocarburos en las regiones de Khanty-Mansiysk y Yamal-Nenets ubicadas en la Federación Rusa. Esta adquisición formaba parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de la sociedad AR Oil and Gaz, B.V (“AROG”) en la que Repsol participa en un 49% (ver Nota 30 “*Combinaciones de negocios*”), y que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Una vez cumplidos los hitos marcados en dicho acuerdo, Eurotek fue vendida a AROG, B.V. el 24 de enero de 2013, por un importe de 315 millones de dólares (ver Nota 31). Eurotek desde la fecha de su adquisición en diciembre de 2011 se clasificaba en el balance de situación como activo no corriente mantenido para la venta. Esta venta, es el último hito del acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría la constitución de AROG y por el que el Grupo adquirió un 49% de AROG en el ejercicio 2012 (ver Nota 30).

En relación a los activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta que fueron enajenados durante los ejercicios 2013 y 2012, véase Nota 31.

(11) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Activos financieros no corrientes	1.802	1.313
Otros activos financieros corrientes	93	415
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	25	45
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽²⁾	7.434	5.903
	9.354	7.676

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), “*Activos financieros no corrientes*” y “*Efectivo y otros activos líquidos equivalentes*” por importe de 414 y 275 millones de euros respectivamente y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 427 y 44 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los “*Activos financieros no corrientes*”, “*Otros activos financieros corrientes*” y “*Efectivo y otros activos líquidos equivalentes*”, correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Recogidos en el epígrafe “*Otros deudores*”.

⁽²⁾ Incluye 1.350 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2014.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, clasificados por clases de activos es el siguiente:

NATURALEZA/CATEGORIA	31 de diciembre de 2013						
	Valor contable						
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	-	-	1.268	-	-	-	1.268
Derivados	-	-	-	-	-	1	1
Otros activos financieros	-	87	-	424	22	-	533
Largo plazo / No corriente	-	87	1.268	424	22	1	1.802
Derivados	42	-	-	-	-	4	46
Otros activos financieros	-	11	-	72	7.423	-	7.506
Corto plazo / Corrientes	42	11	-	72	7.423	4	7.552
TOTAL ⁽¹⁾	42	98	1.268	496	7.445	5	9.354

31 de diciembre de 2012

Valor contable

NATURALEZA/CATEGORIA	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
Instrumentos de Patrimonio	-	-	641	-	-	-	641
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	84	-	578	10	-	672
Largo plazo / No corriente	-	84	641	578	10	-	1.313
Derivados	51	-	-	-	-	7	58
Otros activos financieros	-	11	-	401	5.893	-	6.305
Corto plazo / Corrientes	51	11	-	401	5.893	7	6.363
TOTAL ⁽¹⁾	51	95	641	979	5.903	7	7.676

⁽¹⁾ En el epígrafe “*Otros activos no corrientes*” y en los epígrafes “*Cientes por ventas y prestaciones de servicios*” y “*Otros deudores*” del balance, se incluyen en 2013, 253 millones de euros a largo plazo y 7.220 millones a corto plazo, y en 2012, 242 millones de euros a largo plazo y 7.320 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior. Adicionalmente, los activos que se presentan en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” del balance de situación que se detallan en la Nota 4.3, tampoco han sido incluidos en los desgloses de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Activos financieros a valor razonable ⁽¹⁾	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Activos financieros mantenidos para negociar	11	8	31	43	-	-	42	51
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	98	95	-	-	-	-	98	95
Activos financieros disponibles para la venta ⁽²⁾	1.177	567	-	-	-	-	1.177	567
Derivados de cobertura	-	-	5	7	-	-	5	7
Total	1.286	670	36	50	-	-	1.322	720

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a las acciones no expropiadas de YPF y a los fondos de inversión del Grupo.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

⁽¹⁾ En relación a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan de acuerdo con NIIF 5 en el epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” registrados por su valor razonable, ver lo expuesto en la Nota 4, en el apartado “*Tratamiento contable de la expropiación*”.

⁽²⁾ No incluye 91 y 74 millones de euros en 2013 y 2012 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 así como las acciones de YPF Gas S.A. no sujetas a expropiación, ver lo expuesto de la Nota 4, en el apartado “*Tratamiento contable de la expropiación*”.

Las técnicas de valoración utilizadas para los activos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los activos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

11.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 20).

11.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2013 y 2012 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión.

11.3) Activos financieros disponibles para la venta

En el ejercicio 2013 y 2012 se incluye fundamentalmente el 6,43% de las acciones de YPF S.A. y el 33,997% de las acciones de YPF Gas S.A. propiedad de Repsol que no fueron objeto de expropiación por el gobierno argentino, así como el 5,95% de las acciones de YPF S.A. adquiridas de las prendas de los préstamos concedidos por el Grupo y otras entidades financieras al grupo Petersen (incluidas la ejecución parcial de la contragarantía en abril de 2013 y el derecho a recibir la contragarantía restante tras la cancelación total de la obligación con el BSAN en noviembre de 2013) por importe de 1.177 y 530 millones de euros respectivamente.

Adicionalmente, este epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

La principal inversión en 2013 corresponde a la adquisición por parte de Gas Natural Fenosa de una participación en la sociedad Medgaz, S.A. En enero de 2013 se adquirió a Sonatrach una participación del 10,0% de dicha sociedad por 16 millones de euros y en julio de 2013 una participación adicional del 4,9% a Gaz de France International, S.A.S por importe de 11 millones de euros (Importes expresados en el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	641	128
Inversiones	28	6
Desinversiones ⁽¹⁾	(42)	-
Ajustes a valor razonable ⁽²⁾	610	38
Variaciones del perímetro de consolidación	(5)	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	36	-
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁴⁾	-	469
Saldo al cierre del ejercicio	1.268	641

- (1) Incluye la baja por la venta de la participación del 3,47% en Alliance Oil Company por importe de 39 millones de euros.
- (2) En 2013 corresponde a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF (incluyendo aquellas adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen) e YPF Gas por importe de 607 millones de euros positivos (59 millones de euros positivos en 2012) y de la participación en Alliance Oil Company por importe de 3 millones de euros negativos en 2013 (21 millones de euros negativos en 2012).
- (3) En 2013 incluye fundamentalmente, la ejecución de la contragarantía del BSAN en el mes de abril y el reconocimiento del derecho a recibir la contragarantía restante tras la cancelación total de la obligación con el BSAN en el mes noviembre, descritos en la Nota 4.3.
- (4) En 2012 incluye fundamentalmente la valoración inicial del 6,43% de las acciones de YPF y del 33,997% de YPF Gas no sujetas a expropiación por importe de 300 millones de euros y la valoración inicial del 5,38% de las acciones de YPF S.A adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por Repsol al grupo Petersen por importe de 172 millones de euros.

11.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2013	2012	2013	2012
No corrientes	424	578	424	793
Corrientes	72	401	72	401
Total préstamos y partidas a cobrar	496	979	496	1.194

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), “*Préstamos y partidas a cobrar*” no corrientes por importe de 414 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 427 millones de euros.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran aquellos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que a 31 de diciembre se encuentran totalmente provisionados (ver Nota 4.3). Adicionalmente en 2013 y 2012 incluyen aquellos préstamos concedidos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 94 y 223 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 19 y 21 millones de euros, respectivamente.

A través de la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, se incluye la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad. A 31 de diciembre 2013 Gas Natural Fenosa mantiene un derecho de cobro por la financiación del déficit por importe de 146 millones de euros correspondientes íntegramente al ejercicio 2013. Como consecuencia de las modificaciones regulatorias producidas durante el ejercicio 2013 en relación con el proceso de desajuste del déficit se incluye en el epígrafe “*Préstamos y partidas por cobrar corrientes*” el importe que se espera recuperar mediante su cobro en un periodo inferior a un año y el importe restante, a recuperar en un periodo máximo de quince años, se incluye en el epígrafe “*Préstamos y partidas por cobrar no corrientes*”. Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

También incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa a ContourGlobal La Rioja S.L por importe de 71 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y que a 31 de diciembre de 2012 su saldo ascendía a 76 millones de euros, por la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja) que se produjo en fecha 28 de julio de 2011. Este crédito está garantizado por las

acciones de esta compañía y por otros activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021. Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 6,92% y 6,78% en 2013 y 2012, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2013	2012
2014	-	19
2015	24	5
2016	16	6
2017	16	20
2018	16	6
Años posteriores	352	522
	424	578

11.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Millones de euros	
	2013	2012
Inversiones Financieras no corrientes ...	22	10
Inversiones Financieras temporales.....	-	-
Equivalentes de efectivo	2.773	1.857
Caja y Bancos	4.650	4.036
	7.445	5.903

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento coincide con su valor contable, a excepción de las inversiones financieras no corrientes que no difieren de forma significativa.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,17% y 1,52% en 2013 y 2012, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2013	2012
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-
Años posteriores	22	10
	22	10

(12) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	Millones de euros	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Crudo y gas natural	2.281	2.139
Productos terminados y semiterminados	2.595	2.932
Materiales y otras existencias	380	430
Total	<u>5.256</u>	<u>5.501</u>

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de “Activos no corrientes mantenidos para la venta” como consecuencia de la venta de parte los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), existencias de “*Crudo y Gas natural*” así como “*Materiales y otras existencias*” por importe de 53 y 19 millones de euros respectivamente y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 120 y 17 millones de euros, respectivamente. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4), se dieron de baja las “Existencias” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe de existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “trading” inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta (ver Nota 2.2.12) ha ascendido a 1.212 y 888 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 3 y 9 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, para la estimación de los flujos se utilizan curvas forward del mercado así como una ventana temporal de preciación tomada de referencia. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt’s, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple tanto a 31 de diciembre 2013, como a 31 de diciembre de 2012 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo III), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(13) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.035	6.479
Provisión por insolvencias	(414)	(398)
Clientes por ventas y prestación de servicios	5.621	6.081
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.255	879
Deudores por operaciones con el personal	49	39
Administraciones públicas	305	321
Derivados por operaciones comerciales ⁽¹⁾	25	45
Otros deudores	1.634	1.284
Activos por impuesto corriente	471	416
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.726	7.781

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” por importe de 181 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 192 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Este importe se incluye en los conceptos descritos en la Nota 11.

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	398	404
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	86	92
Variaciones de perímetro de consolidación	(18)	(2)
Diferencias de conversión	(17)	2
Reclasificaciones y otros movimientos	(36)	(2)
Movimientos de operaciones interrumpidas	1	(2)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽¹⁾	-	(94)
Saldo al cierre del ejercicio	414	398

⁽¹⁾ Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

(14) PATRIMONIO NETO

14.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2013 y 2012 estaba representado por 1.302.471.907 y 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. La Compañía mantiene su programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que se explica más adelante en este apartado, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.324.516.020 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2013.

En 2012 Repsol puso en marcha por primera vez el programa “Repsol Dividendo Flexible” aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012. Este sistema se instrumenta a través de ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Sociedad.

En 2013 dicho programa fue renovado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2013, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2012 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2013, mediante la aprobación de dos ampliaciones de capital liberadas.

El 31 de mayo de 2013, tras la celebración de la Junta General, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó delegar en la Comisión Delegada las facultades que la Junta General Ordinaria de Accionistas había otorgado al Consejo de Administración en relación con las dos ampliaciones de capital y, en particular, la facultad de llevarlas a efecto.

En ejercicio de la indicada delegación, la Comisión Delegada de Repsol, acordó el 17 de junio de 2013 la ejecución de una primera ampliación de capital liberada, cuyas principales características fueron:

- Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 20 de junio y el 4 de julio de 2013. El plazo otorgado a los accionistas para vender sus derechos a Repsol al precio fijo garantizado finalizó el 28 de junio.
- Los titulares del 59,33% de los derechos (un total de 760.892.202 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 38 derechos, dando lugar a la emisión de 20.023.479 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal, lo que supuso un incremento de un 1,56% sobre la cifra del capital previo al aumento.
- Por otro lado, los titulares del 40,67% de los derechos (521.556.172 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,445 euros brutos por derecho. Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 232 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Siendo finalmente el importe de la adquisición de derechos de asignación gratuita derivada del compromiso de compra superior al destinado a dicha adquisición en la aplicación de resultados del ejercicio 2012 (208 millones de euros) aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 31 de mayo de 2013 bajo el punto quinto del Orden del Día, y conforme a los términos previstos en dicha aplicación de resultados, la diferencia (24 millones de euros) redujo el importe destinado a incrementar las reservas voluntarias de la Sociedad.

- La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 8 de julio y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 12 de julio de 2013. Las nuevas acciones también cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

El 18 de diciembre de 2013 el Consejo de Administración de Repsol, aprobó la ejecución de la segunda de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General, cuyas principales características fueron:

- El periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita en las Bolsas de Valores españolas comenzó el 21 de diciembre de 2013 y finalizó el 9 de enero de 2014. El plazo otorgado a los accionistas para vender sus derechos a Repsol al precio fijo garantizado finalizó el 31 de diciembre.
- Los titulares del 62,62% de los derechos de asignación gratuita (un total de 815.632.181 derechos) optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la Sociedad en la proporción de 1 acción nueva por cada 37 derechos dando lugar a la emisión de 22.044.113 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal, lo que supuso un incremento de un 1,69% sobre la cifra del capital previo al aumento.
- Por otro lado, los titulares del 37,38% de los derechos de asignación gratuita restante (486.839.688 derechos) optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,477 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 14 de enero de 2014, lo que dio lugar a un desembolso bruto de 232 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra. Como consecuencia de lo anterior, en el balance de situación se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe “Dividendos y retribuciones” así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por dicho importe.
- La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de enero de 2014 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 17 de enero de 2014. Se solicitó también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Según la última información disponible en el momento de formulación de estas cuentas anuales, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
CaixaBank, S.A	11,82%
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	9,23%
Petróleos Mexicanos ⁽²⁾	9,30%
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	6,26%

(1) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

A 31 de diciembre de 2013 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.302.471.907	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,32	18,74	euros
			Buenos Aires	211,00	226,01	pesos
			OTCQX ⁽²⁾	25,29	25,44	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,70	17,58	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.679.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,30	0,34	soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	27,85	26,23	euros

(1) Corresponde a aquellas bolsas o mercados en los que el Grupo ha solicitado la admisión a cotización, y por tanto, no incluye aquellas otras bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan estar negociando sin solicitud previa por parte del Grupo.

(2) Los American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

14.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

14.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta “Reserva de revalorización” según el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la expuesta, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

14.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

El 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió 122.086.346 acciones propias, representativas del 10 % del capital social de la compañía a dicha fecha, con valor nominal de 1 euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre.

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros.

El 4 de marzo de 2013 la compañía de inversión de Singapur Temasek adquirió 64.700.000 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera, representativas del 5,045% de su capital social a dicha fecha, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros con un efecto patrimonial negativo en el primer semestre 2013 de 208 millones de euros.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones, 2013-2015, aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, el Grupo ha adquirido en 2013 un total de 406.430 acciones, representativas de un 0,03% de su capital social (porcentajes de capital social calculados tras la ampliación de capital de enero 2014 descrita en el apartado 14.1), cuyo coste ha ascendido a 7,1 millones de euros, que ha entregado a los empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan. En 2012, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012, la Compañía adquirió un total de 585.441 acciones, representativas de un 0,046% de su capital social, cuyo coste ascendió a 9,1 millones de euros, que entregó a los empleados del Grupo Repsol adheridos a dicho plan.

Adicionalmente, durante el año 2013, el Grupo ha comprado 5.619.592 acciones propias, por un importe de 98,4 millones de euros, representativas de un 0,42% de su capital social. Durante el ejercicio, también fueron enajenadas 3.423.536 acciones, representativas de un 0,26% del capital social, por un importe efectivo bruto de 60 millones de euros. En 2012, el Grupo adquirió un total de 3.619.332 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social, por un importe de 52 millones de euros. Durante el ejercicio 2012 también fueron enajenadas 4.736.702

acciones, representativas del 0,37% del capital social, por un impacto bruto de 76 millones de euros.

Por último, durante el ejercicio 2013, el Grupo ha vendido 982.500 acciones propias representativas del 0,07% del capital social, y comprado 100.000 acciones propias representativas del 0,01% del capital social, como consecuencia de la operativa de opciones sobre acciones propias, por un importe de 18 y 1,9 millones de euros, respectivamente.

A consecuencia de las dos ampliaciones de capital de julio 2013 y enero de 2014, descritas en la Nota 14.1 "*Capital Social*", el Grupo recibió por la primera 19.358 y por la segunda 35.762 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera. En 2012 y como consecuencia de las ampliaciones de julio de 2012 y enero 2013, el grupo recibió por la primera, 2.936.789 y por la segunda 1.904.926 de acciones nuevas correspondientes a las acciones mantenidas en cartera.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 0,108% y el 5,05% de su capital social a dicha fecha, respectivamente.

14.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Otros instrumentos financieros

Recoge los cambios de valoración, netos de su efecto fiscal, que se reconocen directamente en el patrimonio por las acciones sujetas a expropiación (ver Nota 4.3).

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver Nota 2.4.25 y Nota 20).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la Nota 2.2.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver Nota 20) según el procedimiento descrito en la Nota 2.2.25.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2013 y 2012, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(162)	(11)	1	(8)	(161)	(19)
Otros instrumentos financieros	65	(4)	(61)	-	4	(4)
Por coberturas de flujos de efectivo	(21)	6	(7)	(6)	(28)	-
Diferencias de conversión	(8)	(1)	1	-	(7)	(1)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	-	9	-	-	-	9
	(126)	(1)	(66)	(14)	(192)	(15)

14.6) Retribución al accionista

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos y otras retribuciones pagadas por Repsol, S.A. a sus accionistas en los ejercicios 2013 y 2012:

	31/12/2013			31/12/2012		
	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias	4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
a) Dividendos con cargo a resultados	4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2013 incluye el pago de un dividendo en efectivo del ejercicio 2013, cuyo importe ascendió a 51 millones de euros (0,04 euros brutos por acción), pagado el 20 de junio de 2013 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2012, incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011, cuyo importe ascendió a 635 millones de euros (0,5775 euros brutos por acción), pagado el 10 de enero de 2012 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2013 y 2012 los accionistas fueron también retribuidos mediante la implementación del programa denominado “Repsol Dividendo Flexible”, cuyas principales características se describen en la Nota 14.1 “Capital Social” de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla.

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Junio/Julio 2012	443.927.625	0,545	242	35.315.264	339
Diciembre 2012/ Enero 2013	389.278.581	0,473	184	26.269.701	410
Junio/Julio 2013	521.556.172	0,445	232	20.023.479	423
Diciembre 2013/ Enero 2014	486.839.688	0,477	232	22.044.113	389

Por último, a la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

14.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el que se detalla a continuación:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	195	2.060
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	(684)	638
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.313	1.255

BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA) ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros)	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Básico		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,15	1,64
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	-	0,51
Diluido		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,15	1,64
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	-	0,51

El capital social emitido en circulación al 31 de diciembre de 2012 ascendía a 1.256.178.727 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros al 31 de diciembre de 2012, para incluir el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado “Repsol dividendo flexible 2013”, de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”).

14.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa ⁽¹⁾	469	485
Refinería La Pampilla, S.A.	110	134
Petronor, S.A.	91	103
Otras compañías	43	48
Total	713	770

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los “*Intereses minoritarios*” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Dentro de este importe se incluyen participaciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

(15) SUBVENCIONES

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 66 millones de euros y 61 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (56 millones de euros en 2013 y 51 millones de euros en 2012).

La cuenta de resultados de los ejercicios 2013 y 2012 incluyen ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe “*Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras*” por importe de 13 millones de euros. Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” ha ascendido a 28 y 21 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente.

(16) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2013 y 2012, han sido los siguientes:

Millones de euros							
Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes							
Provisión para pensiones ⁽⁸⁾	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente ⁽⁹⁾	Emisión de CO ₂ ⁽¹⁰⁾	Otras provisiones	Total	
Saldo a 1 de enero de 2012	255	1.844	302	255	95	1.527	4.278
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	14	30	60	13	110	229	456
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	-	(13)	-	(2)	-	(80)	(95)
Cancelación por pago	(22)	(1)	(50)	(8)	-	(201)	(282)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	(4)	-	-	-	(17)	(21)
Diferencias de conversión	5	(12)	(4)	-	-	(4)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	26	156	-	-	(93)	(4)	85
Movimientos de operaciones Interrumpidas ⁽⁵⁾	(1)	(32)	1	(16)	-	(9)	(57)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁶⁾	(29)	(1.150)	(99)	(191)	-	(331)	(1.800)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	248	818	210	51	112	1.110	2.549
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	13	28	55	9	70	1.019	1.194
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	-	(5)	(27)	(2)	-	(100)	(134)
Cancelación por pago	(25)	(3)	(50)	(5)	-	(83)	(166)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	(16)	-	-	(1)	(10)	(27)
Diferencias de conversión	(16)	(26)	(8)	-	-	(14)	(64)
Reclasificaciones y otros movimientos	21	(24)	-	(49)	(111)	(3)	(166)
Movimientos de operaciones Interrumpidas ⁽⁷⁾	-	-	691	50	1	-	742
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁶⁾	-	-	-	-	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2013	241	772	871	54	71	1.919	3.928

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 “Desinversiones” y Nota 10 “Activos no corrientes mantenidos para la venta”), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

- (1) Ver Nota 30 “Combinaciones de negocios” y Nota 31 “Desinversiones”. En 2013 incluye la baja de los activos y negocios del GNL por importe de 21 millones de euros.
- (2) Incluye 134 y 131 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2013 y 2012, respectivamente. En 2013 el epígrafe “Otras provisiones” incluye fundamentalmente dotaciones por provisiones legales y fiscales (ver Notas 23 y 34.1).
- (3) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.
- (4) En 2012 incluye 159 millones de euros correspondientes al alta de inmovilizado material y a la provisión por desmantelamiento de campos.
- (5) Recoge fundamentalmente los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.
- (6) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4 “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.”.
- (7) En 2013 incluye en la columna “Provisiones por contratos” una dotación con cargo al resultado de operaciones interrumpidas por el contrato oneroso “Process or pay” asociado a la planta de Canaport en Norteamérica (ver Nota 31 “Desinversiones”) por importe de 691 millones de euros.
- (8) Ver Nota 17.
- (9) Ver Nota 35.2.
- (10) Ver Notas 6 y 35.5.

Dentro del epígrafe “Otras provisiones” se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, incentivos a los empleados, seguros, provisiones correspondientes a nuestra participación en el grupo Gas Natural Fenosa y otras menores. En la Nota 23 “Situación Fiscal” y en la Nota 34 “Contingencias, compromisos y garantías” se incluye información adicional sobre las mismas.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2013. No obstante, debido a las características de los

riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			Total
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	
Provisión por pensiones	1	32	208	241
Provisión por desmantelamientos de campos	7	57	708	772
Provisión por contratos	51	181	639	871
Provisiones de medio ambiente	-	54	-	54
Provisión por emisiones de CO ₂	71	-	-	71
Otras provisiones	173	430	1.316	1.919
TOTAL	303	754	2.871	3.928

(17) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

- i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- ii. El promotor (Repsol) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

Fuera de España, a través de sus filiales, el Grupo dispone de planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 57 millones de euros en 2013 y 51 millones de euros en 2012.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “Plan de Previsión de Directivos”, que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados en los ejercicios 2013 y 2012 ha ascendido a 14 y 13 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol, principalmente a través de Gas Natural Fenosa tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
España (ver b.1)	109	114
Colombia (ver b.2)	86	105
Brasil (ver b.3)	13	20
Estados Unidos (b.4)	9	8
Resto	24	1
Total	241	248

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los saldos correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

b.1) A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la Seguridad Social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 Repsol tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

- b.4) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 existen compromisos para determinados empleados en Estados Unidos, por planes de prestación definida por pensiones y asistencia sanitaria posteriores a la relación laboral.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

Valor actual de las obligaciones	Millones de euros							
	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	366	105	61	8	340	85	56	33
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	(2)	1	-	-	1
Coste de intereses	13	4	5	-	15	7	5	-
Ganancias y pérdidas actuariales	1	(1)	(10)	-	41	11	8	1
Beneficios pagados	(27)	(10)	(3)	-	(26)	(11)	(3)	-
Trasposos y cancelaciones	(2)	-	-	3	(5)	6	1	-
Diferencias de conversión	-	(12)	(11)	-	-	7	(6)	-
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	(27)
A 31 de Diciembre	352	86	42	9	366	105	61	8
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	252	-	41	-	233	-	37	-
Rendimiento esperado	8	-	3	-	10	-	5	-
Aportaciones	7	-	2	-	2	-	2	-
Ganancias y pérdidas actuariales	(2)	-	(6)	-	30	-	4	-
Prestaciones pagadas	(21)	-	(3)	-	(20)	-	(3)	-
Trasposos	-	-	-	-	(3)	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(7)	-	-	-	(4)	-
A 31 de Diciembre	243	-	29	-	252	-	41	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	109	86	13	9	114	105	20	8

Las cantidades reconocidas en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

Cargo en la cuenta de resultados	Millones de euros							
	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	2	1	-	-	1
Coste por intereses	13	4	5	-	15	7	5	-
Rendimiento previsto activos del plan	(8)	-	(3)	-	(10)	-	(5)	-
Cargo en la cuenta de resultados	6	4	2	2	6	7	-	1

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas

directamente en patrimonio ha ascendido a un importe positivo de 1 millón de euros y a un importe negativo de 19 millones de euros para los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento ⁽¹⁾⁽²⁾	0,7% a 3,6%	4,8% a 8,0%	11,40%	4,92%	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,80 %	4,09%
Rendimiento previsto sobre activos de plan ⁽¹⁾	0,7% a 3,6%	N/A	11,40%	N/A	1,0% a 4,7%	N/A	9,80 %	N/A
Incrementos futuros en salario ⁽¹⁾	2,50%	2,50%	7,70%	N/A	3,00%	2,5% a 3,3%	7,70 %	N/A
Incrementos futuros en pensión ⁽¹⁾	2,50%	2,50%	5,50%	N/A	2,50%	2,5% a 3,3%	5,50 %	N/A
Tipo de inflación ⁽¹⁾	2,50%	2,50%	5,50%	N/A	2,50%	2,50%	5,50 %	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	RP 2000	PERMF 2000	RV08	AT-83	N/A

⁽¹⁾ Anuales.

⁽²⁾ Por regla general, los tipos de interés para el descuento de las obligaciones post empleo son aplicados en función de los plazos de cada compromiso y la curva de referencia es calculada a partir de los tipos observables de bonos corporativos de alta calidad crediticia (AA), emitidos en la zona euro.

El siguiente cuadro recoge el posible efecto en 2013 de una variación de un 1% en el tipo de inflación, de un 1% en la tasa de descuento y de un 1% en el coste de la asistencia sanitaria sobre las provisiones y costes actuariales:

	España, Colombia y Brasil ⁽¹⁾			Estados Unidos		
	Inflación	Descuento	A.Sanitaria	Inflación	Descuento	A.Sanitaria
	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%	+1%
Valor actual de las obligaciones	33	(42)	5	-	(7)	11
Valor razonable activos del plan	-	(21)	-	-	-	-
Provisión para pensiones	33	(22)	5	-	-	-
Coste esperado de servicio del ejercicio	-	-	-	-	1	2
Coste de intereses	2	2	-	-	-	-
Rendimiento Esperado de los activos del plan	-	2	-	-	-	-

⁽¹⁾ Corresponde a los compromisos que el Grupo tiene en vigor a a través de Gas Natural en España, Colombia y Brasil.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

	(%)							
	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Títulos	-	-	15%	-	-	-	16%	-
Bonos	100%	-	75%	-	100%	-	79%	-
Inmuebles y otros activos	-	-	10%	-	-	-	5%	-

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través de sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2013 y 2012, correspondiente a España y Brasil, ha sido 12 y 15 millones de euros, respectivamente.

c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los

directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

Al cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2010-2013, 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016. Cabe señalar que el programa 2010-2013 se cerró, de acuerdo a sus bases, el 31 de diciembre de 2013 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer semestre de 2014.

Los tres programas vigentes (2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media aritmética de la Evaluación Individual de Desempeño obtenida por el beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en la Nota 17.d) apartado i).

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2013 y 2012 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 17 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 44 y 45 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d) Planes de fidelización y de adquisición de acciones

i.) “Plan de Fidelización”

Este Plan, aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 y, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) tiene como finalidad fomentar el alineamiento con los intereses a largo plazo de los accionistas y la Compañía. Se instrumenta a través de un plan de compra de acciones con diversos ciclos que permite a sus beneficiarios invertir una cantidad máxima en acciones de Repsol, S.A., de forma que si mantienen las acciones durante un periodo de tres años, permanecen en el Grupo y se cumplen el resto de condiciones del Plan, se les entregaría una acción adicional por cada tres acciones que hubieran adquirido inicialmente.

Por simplicidad en la instrumentación del Plan de Fidelización en cuanto a la determinación de sus beneficiarios y del importe máximo a invertir en el mismo, se han tomado como referencia los programas de retribución plurianual de forma que sólo pueden ser beneficiarios de los programas de fidelización los que a su vez lo son de los programas de retribución plurianual y el importe máximo a invertir en el Plan de Fidelización es el equivalente al 50% del importe bruto del incentivo plurianual que cada beneficiario perciba. La compra de acciones por los beneficiarios debe realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se han puesto en marcha los tres primeros ciclos (2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº de participantes	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (€/acción)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Primer ciclo (2011-2014)	350	227.498	23,54	75.710
Ssegundo ciclo (2012-2015)	187	294.689	12,26	98.161
Tercer ciclo (2013-2016) ⁽¹⁾	200	172.302	18,22	57.366

⁽¹⁾ Tras el cierre del periodo de adhesión se incorporaron al Plan 13 beneficiarios cuyas solicitudes, remitidas en plazo y forma, no fueron tramitadas inicialmente. Dichos beneficiarios adquirieron un total de 3.514 acciones en las mismas condiciones que las que se les hubiesen aplicado de haberse tramitado correctamente sus solicitudes.

En el tercer ciclo del Plan, los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 77.155 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el primer ciclo (un total de 79.611 acciones) y segundo ciclo (un total de 131.395 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534, 43.795 y 25.716 acciones, respectivamente, al vencimiento del periodo de consolidación de cada ciclo, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, se ha registrado un gasto en el epígrafe “Gastos de personal” con contrapartida en el epígrafe “Otras reservas” del patrimonio neto por importe de 1,21 y 0,66 millones de euros, respectivamente.

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Los Planes de Adquisición de Acciones (PAA) fueron aprobados por la Junta General Ordinaria de 15 de abril de 2011 para el periodo 2011-2012, y por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015.

Estos planes se dirigen a directivos y empleados del Grupo Repsol en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el IRPF. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario, establecidas con carácter mensual.

Durante el ejercicio 2013 el Grupo ha adquirido 406.430 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,1 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2013. En el ejercicio 2012 y en el marco del PAA 2012, el Grupo adquirió 585.441 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9,1 millones de euros (ver Nota 14.4).

Las acciones a entregar en ambos planes i) y ii) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito

acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

(18) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Pasivos financieros no corrientes	13.125	15.300
Pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	89	41
TOTAL	17.733	19.131

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Registrados en los epígrafes “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2013				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	2.815	-	2.815	2.825
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	-	10.238	-	10.238	10.885
Derivados	-	-	72	72	72
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	-	13.053	72	13.125	13.782
Deudas con entidades de crédito	-	879	-	879	879
Obligaciones y otros valores negociables	-	3.585	-	3.585	3.625
Derivados	136	-	8	144	136
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	136	4.464	8	4.608	4.640
TOTAL ⁽²⁾	136	17.517	80	17.733	18.422

31 de diciembre de 2012

Millones de euros	Pasivos financieros mantenidos para negociar			Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
	Débitos y partidas a pagar					
Deudas con entidades de crédito	-	3.457	-	-	3.457	3.467
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	-	11.616	-	-	11.616	12.228
Derivados	28	-	199	-	227	227
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	28	15.073	199		15.300	15.922
Deudas con entidades de crédito	-	2.164	-	-	2.164	2.164
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	-	1.556	-	-	1.556	1.578
Derivados	105	-	6	-	111	111
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	105	3.720	6		3.831	3.853
TOTAL ⁽²⁾	133	18.793	205		19.131	19.775

⁽¹⁾ Incluye participaciones preferentes por importe de 104 y 3.182 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. Ver *Participaciones preferentes* en el apartado 18.2 de esta Nota.

⁽²⁾ A 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, el balance recoge 1.427 y 2.745 millones de euros en el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” y 170 y 224 millones de euros en el epígrafe “*Otros acreedores*” correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Pasivos financieros mantenidos para negociar	89	15	47	118	-	-	136	133
Derivados de cobertura	-	-	80	205	-	-	80	205
Total	89	15	127	323	-	-	216	338

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

Las técnicas de valoración utilizadas para los pasivos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los pasivos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detalla en la Nota 19.1.2.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2013		2012	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	4.697	2,79%	5.535	2,85%
Acciones Preferentes	1.620	4,47%	3.182	4,78%
Obligaciones	11.729	4,55%	9.550	4,69%
	18.046	4,08%	18.267	4,15%

18.1) Deudas con entidades de crédito

En mayo de 2013 el Grupo firmó un acuerdo de financiación con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 200 millones de euros para el programa de investigación y desarrollo (I+D) de Repsol 2013-2016. La duración de dicho préstamo está fijada en 10 años, siendo los 3 primeros de carencia y devengando un interés del Euribor a 3 meses más un diferencial del 1,402%.

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 411 millones de euros, de los cuales se mantienen disponibles 68 millones de euros de una nueva línea de financiación otorgada y no dispuesta. También a través de Gas Natural existen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 92 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (114 millones de euros a 31 de diciembre 2012). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante el ejercicio 2013 el grupo Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo una operación de reestructuración de deuda que ha supuesto la amortización anticipada del préstamo *Club Deal* por importe de 900 millones de euros con vencimiento en 2015 y la formalización de un nuevo préstamo por importe de 225 millones de euros junto con una nueva línea de crédito por importe de 450 millones de euros, no dispuesta a 31 de diciembre de 2013, con vencimiento a 5 años, todo ello también bajo la modalidad *Club Deal*. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En junio de 2012 el Grupo cerró dos operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 750 millones de euros. Adicionalmente, en julio de 2012, se materializó una operación de financiación a través de instrumentos derivados por importe de 250 millones de euros y un plazo de 12 meses. Estas operaciones fueron registradas en el epígrafe “Deuda con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables” del balance del Grupo. A 31 de diciembre de 2013 dichas operaciones junto a sus garantías asociadas han sido canceladas en su totalidad.

18.2) Obligaciones y otros valores negociables

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “*Obligaciones y otros valores negociables*” corrientes y no corrientes) que han tenido lugar durante los ejercicios 2013 y 2012:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Recompra de Participaciones preferentes	Saldo al 31/12/2013
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo ⁽¹⁾	12.856	6.503	(2.780)	(60)	(2.916)	13.603
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	316	100	(186)	(10)	-	220
TOTAL	13.172	6.603	(2.966)	(70)	(2.916)	13.823

⁽¹⁾ En el caso de las Participaciones Preferentes emitidas por el Grupo a través de Repsol International Capital Ltd., cuyos tenedores aceptaron las Ofertas de Recompra y Suscripción, se ajustó su valoración (columna “Ajustes por tipo de cambio y otros” de acuerdo a las condiciones de dichas Ofertas. El 1 de julio de 2013 se dieron de baja del balance de situación las Participaciones Preferentes recompradas (columna “Recompras o reembolsos”), y simultáneamente se reconocieron (columna “Emisiones”) las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. (véase el apartado Participaciones Preferentes de esta Nota)

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Desconsolidación de YPF y R. YPF Gas	Saldo al 31/12/2012
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.836	5.168	(4.271)	123	-	12.856
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	501	43	(54)	6	(180)	316
TOTAL	12.337	5.211	(4.325)	129	(180)	13.172

Participaciones preferentes

A 31 de diciembre de 2012 el epígrafe de “Obligaciones y otros valores negociables no corrientes” incluía participaciones preferentes por importe de 3.182 millones de euros, correspondientes a las emitidas por Repsol International Capital Ltd., y a las emitidas por el grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services USA, LLC.

El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd. y Repsol, S.A. acordaron en sus respectivas competencias el lanzamiento de una operación consistente en: (i) la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes Serie B y las Participaciones Preferentes Serie C emitidas por Repsol International Capital Ltd., en mayo y diciembre de 2001 respectivamente y, simultáneamente y de forma vinculada a la Oferta de Recompra, (ii) la realización de una Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra.

Los tenedores de Participaciones Preferentes Serie B y C, cuyo valor nominal ascendía a 1.000 euros, recibirían un pago de efectivo de 975 euros por título, con el compromiso de destinar 500 euros a la suscripción de obligaciones de Repsol de 500 euros de valor nominal, con un tipo de interés nominal del 3,5% anual, pagadero trimestralmente, y vencimiento a 10 años.

El periodo de aceptación de la Oferta de Recompra comenzó el día 5 de junio y finalizó el 25 de junio de 2013. La ejecución de la operación concluyó con la recompra de las Participaciones Preferentes y el desembolso de las obligaciones el 1 de julio de 2013.

La aceptación de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes ascendió a un 97,21% del importe nominal total de ambas emisiones (Serie B 97,02% y Serie C del 97,31%), quedando en circulación el resto. En total Repsol International Capital Ltd. abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra 2.843 millones de euros en efectivo, de los cuales 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol, admitidas a negociación en el mercado AIAF de Renta Fija el 2 de julio de 2013, para su contratación a través del Sistema Electrónico de Negociación de Deuda (SEND).

El 1 de julio de 2013, con el abono efectivo a los aceptantes del precio de recompra, se dieron de baja del balance de situación las participaciones recompradas. Simultáneamente se reconocieron en el epígrafe “*Obligaciones y otros valores negociables no corrientes*” las obligaciones simples que fueron suscritas por los aceptantes de la oferta de recompra. El efecto en la cuenta de resultados como consecuencia de esta transacción ha supuesto un beneficio neto de impuestos de 53 millones de euros, incluyendo los efectos asociados a las operaciones de cobertura.

Por otra parte, con fecha 16 de abril de 2013 el Consejo de Administración de Gas Natural aprobó la realización de una Oferta de Compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del Grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC por un importe nominal de 609 millones de euros (183 millones teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo). Se ofreció la compra en efectivo de dichas participaciones al 93% de su valor nominal y el 16 de mayo de 2013, una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto al cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 539 millones de euros (162 millones teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), un 88,56% del importe nominal total de la emisión, quedando en circulación el resto.

A 31 de diciembre de 2013 el epígrafe “*Obligaciones y otros valores negociables no corrientes*” incluye participaciones preferentes por importe de 104 millones de euros, correspondientes a las emitidas por Repsol Internatiopnal Capital ltd, y a las emitidas por el Grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services USA, LLC.

Principales emisiones en el ejercicio 2013

Tal y como se explica en el apartado anterior, en relación con la Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra de las participaciones preferentes. Repsol, S.A. ha emitido Obligaciones Simples, Serie I/2013, por un importe de 1.458 millones de euros a un tipo de interés nominal del 3,5% anual, pagadero trimestralmente, y vencimiento a 10 años, a la que nos hemos referido en el apartado anterior de “*Participaciones preferentes*”.

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa de bonos a medio plazo “*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme*” (EMTNs), renovado con fecha 17 de octubre de 2013 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo. Al amparo de este programa, el 28 de mayo de 2013, Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 1.200 millones de euros, con un cupón del 2,625%, un precio de emisión del 99,414%, y vencimiento a 7 años. El 7 de octubre de 2013, Repsol International Finance B.V., al amparo del mismo Programa, realizó una nueva emisión de bonos en el euromercado por importe de 1.000 millones de euros a 8 años, con un cupón del 3,625% y un precio de emisión del 99,734%. Ambas emisiones, están garantizadas por Repsol, S.A.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol, S.A. El 25 de octubre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2013, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 1.382 millones de euros nominales, 430 millones de dólares y 20 millones de francos suizos nominales al amparo de este Programa. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2013 es de 588 millones de euros nominales.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 31 de diciembre de 2013 es de 4.200 millones de euros, al amparo del cual, el 9 de enero de 2013, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 180 millones

de euros a diez años, con un cupón anual del 3,875%. El 14 de enero de 2013, una segunda emisión por importe de 75 millones de francos suizos, vencimiento en febrero de 2019, y con un cupón anual del 2,125%. En el mes abril de 2013 se cerraron otras dos emisiones de bonos por un importe de 225 y 90 millones de euros y vencimientos en abril de 2022 y 2017, y un cupón anual del 3,875% y un 2,310%, respectivamente. En julio de 2013 se realizó una emisión de 240 millones de coronas noruegas con un cupón del 3,974% y vencimiento en 2023. Adicionalmente, en octubre de 2013 Gas Natural Fenosa realizó otra emisión de bonos por un importe de 150 millones de euros y vencimiento en abril de 2021, y con un cupón anual del 3,5%.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa mantiene un programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 23 de marzo de 2010 por un importe de 300 millones de euros siendo el emisor la sociedad de su grupo Gas Natural Fenosa Finance B.V. (antes Unión Fenosa Finance B.V.). Durante el ejercicio 2013 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 481 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 el saldo vivo del programa ECP era de 44 millones de euros, siendo el disponible 256 millones de euros. Gas Natural Fenosa no ha procedido a la renovación del programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 no existían emisiones vivas bajo el citado programa. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

La sociedad del grupo Gas Natural, Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. ubicada en Panamá, formalizó durante el mes de Mayo de 2010 un programa de emisión de Valores Comerciales Negociables de hasta 15 millones de dólares estadounidenses (12 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2013 era de 9 millones de euros con vencimiento en 2014, emitidos durante el ejercicio 2013. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Principales emisiones en el ejercicio 2012

Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de EMTNs registrado el 27 de octubre de 2011 realizó el 19 de enero de 2012 una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 14 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integraban en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Adicionalmente, el 20 de septiembre 2012 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,375% y con vencimiento de 5 años y 5 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo.

Adicionalmente, Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de ECP formalizado el 26 de marzo de 2010 realizó durante 2012 emisiones por importe de 2.192 millones de euros y 57 millones de dólares nominales. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2012 era de 189 millones de euros.

Gas Natural Fenosa al amparo del programa de EMTN a medio plazo, en los meses de febrero, septiembre y octubre 2012, realizó tres emisiones de bonos en el euromercado por importe de 225, 240 y 150 millones de euros, y vencimientos 2.018, 2.020 y 2017, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012 el importe total dispuesto al amparo de este programa ascendió a 2.881 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa al amparo del programa de ECP formalizado el 23 de marzo de 2010, realizó durante 2012 emisiones por un importe total de 588 millones de euros. A 31 de

diciembre de 2012 el saldo dispuesto por el programa era de 47 millones de euros, y el disponible 253 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante 2012 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural, S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmó un Programa de Bonos Ordinarios por 150.050 millones de pesos colombianos (65 millones de euros) en el mercado de capitales local. En el mes de Octubre se cerraron dos emisiones por importe de 30.010 millones de pesos colombianos (13 millones de euros) y 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros) con vencimiento a cinco y siete años. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2012 bajo este programa era de 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2013 y 2012 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Otorgadas	(-) Canceladas ⁽¹⁾	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2013
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	29	-	(29)	-	-

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2012
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	31	-	(1)	(1)	29

⁽¹⁾ Corresponde a los importes de las emisiones de la sociedad Peru LNG Company, Llc, sociedad vendida a Shell el 31 de diciembre (ver Nota 31).

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 7.686 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos de manera anticipada a su vencimiento (entre otras, vencimiento cruzado o “*cross-default*”) y a no constituir gravámenes en garantía sobre los activos del emisor y del garante por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en 2009, 2011, 2012 y 2013 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente, en los ejercicios 2013 y 2012, el Grupo Gas Natural Fenosa mantiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 335 y 384 millones de euros, respectivamente,

que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios. Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos a 31 de diciembre de 2013 y de 2012, asciende a 168 y 212 millones de euros, respectivamente. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

(19) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

19.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

19.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “*Ajustes por cambios de valor*”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 20).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(46)	3
	-5%	51	(4)
Efecto en el patrimonio neto	5%	(122)	(287)
	-5%	136	318

Adicionalmente, una apreciación del euro frente al real brasileño del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre, hubiera supuesto en 2013 y 2012 una disminución aproximada en el resultado neto después de impuestos de 6 millones de euros.

Asimismo, la apreciación del euro frente al real brasileño del 5% habría supuesto en 2013 un descenso en patrimonio de 0,2 millones de euros, mientras que en 2012 habría supuesto un descenso de 0,1 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al rublo ruso del 5% habría supuesto en 2013 un descenso en el patrimonio de 2 millones de euros mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos. En 2012, dicha apreciación hubiera un descenso en patrimonio de 1 millón de euros, mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos.

En 2013 y 2012 una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, no hubiera supuesto efecto alguno en el resultado neto de impuestos mientras que hubiera supuesto un descenso del patrimonio de 2 millones de euros.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver Nota 20).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes a tipo fijo ascendía a 14.052 y 11.943 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 144% y 97%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo participaciones preferentes, e incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés. En 2013 el aumento de dicho porcentaje se explica por una mayor deuda bruta a tipo fijo asociada a las emisiones del ejercicio (ver nota 18), junto al incremento de los activos financieros a variable por la entrada de caja recibida de las desinversiones realizadas sobre activos de GNL.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) /descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	11	(7)
	-50	(11)	7
Efecto en el patrimonio neto	+50	21	48
	-50	(22)	(48)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 20).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(4)	(23)
	-10%	4	23

19.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 73 % de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

31 de diciembre de 2013	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes	
Proveedores	4.115	-	-	-	-	-	4.115
Otros acreedores	4.056	-	-	-	-	-	4.056
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	4.866	1.241	2.145	2.041	2.073	7.979	20.345
Participaciones preferentes ⁽¹⁾⁽²⁾	4	4	4	4	4	105	125
Derivados ⁽³⁾	67	13	10	7	4	9	110

31 de diciembre de 2012	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2013	2014	2015	2016	2017	Siguientes	
Proveedores	4.376	-	-	-	-	-	4.376
Otros acreedores	4.507	-	-	-	-	-	4.507
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	3.944	3.531	1.840	1.798	1.792	4.811	17.716
Participaciones preferentes ⁽¹⁾⁽²⁾	140	140	316	122	112	3.000	3.830
Derivados ⁽³⁾	105	64	32	20	10	52	283

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

⁽¹⁾ Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “Pasivos financieros no corrientes” y “Pasivos financieros corrientes” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

⁽²⁾ Las participaciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. En la tabla de 31 de diciembre de 2013 incluye aquellas participaciones preferentes que mantiene el Grupo tras las amortizaciones descritas en el apartado Participaciones Preferentes de la Nota 18 y que se estima cancelar con posterioridad a 2017. En el periodo “Siguientes” se incluye únicamente el nominal de los instrumentos.

⁽³⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 20.

19.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 13) por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la Nota 13 “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar”, se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible, a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 11 “*Activos financieros corrientes y no corrientes*”.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Exposición máxima ⁽¹⁾	Nota	Millones de euros	
		2013	2012
- Deudas comerciales	13	7.542	7.602
- Derivados	11	47	58
- Efectivo y Equivalente al efectivo	11	7.434	5.903
- Otros activos financieros no corrientes ⁽²⁾	11	1.946	2.147
- Otros activos financieros corrientes ⁽³⁾	11	62	82

⁽¹⁾ En relación a la exposición asociada a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan en el epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” registrados por su valor razonable, ver lo descrito en la Nota 4, así como en la Nota 34.

⁽²⁾ A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el epígrafe “*Préstamos y partidas a cobrar no corrientes*” incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que han sido totalmente provisionados, tal y como se describe en la Nota 4, y en la Nota 11. En 2013 no incluye 136 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽³⁾ No incluye 10 y 320 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 7%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la operativa de algunos de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.467 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y de 3.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendían a 856 y 925 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2013, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 22 millones de euros. En 2012 esta cifra se situó en 26 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2013	2012
- Deuda no vencida	5.740	5.890
- Deuda vencida 0-30 días	323	304
- Deuda vencida 31-180 días	383	341
- Deuda vencida mayor a 180 días ⁽¹⁾	682	667
Total	7.128	7.202

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

19.2) Gestión del capital

Repsol, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta el ratio de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (incluyendo participaciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes más el patrimonio neto:

$$\text{Ratio Apalancamiento} = \frac{\text{Deuda Financiera Neta incluyendo participaciones preferentes}}{\text{Capital Empleado Neto}}$$

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.
- Se incluyen las participaciones preferentes en el conjunto de la financiación, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y exigibilidad de deuda. En 2013 se han recomprado una gran parte de las participaciones preferentes que el grupo tenía de acuerdo a lo descrito en la Nota 18.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2013 y 2012, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Pasivos financieros no corrientes	13.125	15.300
Participaciones preferentes	104	3.182
Resto de pasivos financieros no corrientes	13.021	12.118
Pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Participaciones preferentes	-	-
Resto de pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	(1.665)	(1.313)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 11)	1.268	641
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	(83)	(95)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(7.434)	(5.903)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 20)	(75)	(300)
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes ⁽³⁾	9.655	12.120
Patrimonio neto	27.920	27.472
Capital empleado neto ⁽⁴⁾	37.575	39.592
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes / Capital empleado neto	25,7%	30,6%

⁽¹⁾ En 2013 el epígrafe, no incluye 136 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽²⁾ No incluye 10 y 320 millones de euros en 2013 y 2012 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽³⁾ No incluye 1.597 y 2.969 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 21.1).

⁽⁴⁾ El capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, este ratio excluyendo las operaciones interrumpidas del capital empleado neto, se han situado en 29,7% y 35,9% respectivamente.

(20) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2013 el Grupo Repsol ha llevado a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de valor razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Coberturas de inversión neta.

Adicionalmente, el Grupo Repsol realizó en 2013 y 2012 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2013	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	1	3	(72)	(8)	(76)
<i>De Valor razonable:</i>	-	3	-	-	3
- de tipo de cambio	-	3	-	-	3
<i>De Flujos de efectivo:</i>	1	-	(72)	(8)	(79)
- de tipo de interés	1	-	(72)	(4)	(75)
- de tipo de cambio	-	-	-	(2)	(2)
- de precio de producto	-	-	-	(2)	(2)
Otros derivados	-	43	-	(136)	(93)
TOTAL ⁽¹⁾	1	46	(72)	(144)	(169)

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2012	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	-	7	(199)	(6)	(198)
<i>De Valor razonable:</i>	-	4	-	-	4
- de tipo de cambio	-	4	-	-	4
<i>De Flujos de efectivo:</i>	-	3	(199)	(6)	(202)
- de tipo de interés	-	-	(199)	(2)	(201)
- de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
- de precio de producto	-	3	-	(1)	2
Otros derivados	-	51	(28)	(105)	(82)
TOTAL ⁽¹⁾	-	58	(227)	(111)	(280)

⁽¹⁾ Incluye en 2013 y 2012 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 75 y 200 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

<i>Millones de euros</i>	2013			2012 ⁽²⁾		
	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor
Cobertura de valor razonable	1	(3)	-	3	(2)	-
Cobertura de flujos de efectivo	(4)	(112)	151	9	(49)	(25)
Cobertura de inversión neta	-	-	13	-	-	-
Otras operaciones	(12)	(131)	-	(43)	27	-
Total ⁽¹⁾	(15)	(246)	164	(31)	(24)	(25)

⁽¹⁾ Los efectos financieros en la cuenta de resultados presentados en el detalle anterior no incluyen ningún efecto por ineficiencia de los instrumentos financieros designados como cobertura contable.

⁽²⁾ Los instrumentos derivados contratados para gestionar la exposición al riesgo de aquellos activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, y que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de

expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 4), han generado en los ejercicios 2013 y 2012, un resultado negativo de 3 y 32 millones de euros respectivamente, que fueron registrados como “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*”.

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2012, las diferencias de conversión acumuladas que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta por la participación del grupo en YPF hasta al momento de la pérdida de control, fueron traspasadas a los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados, de acuerdo a lo descrito en la Nota 4.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nominales.

20.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del periodo.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan a continuación:

<i>Millones de euros</i>		Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
31 diciembre 2013		2014	2015	2016	2017	2018			
Tipo de cambio:									
USD		34	-	-	-	-	-	34	3
BRL		32	2	2	-	-	-	36	-
DHN		3	-	-	-	-	-	3	-
MAD		-	-	-	-	-	-	-	-
									3

<i>Millones de euros</i>		Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
31 diciembre 2012		2013	2014	2015	2016	2017			
Tipo de cambio:									
USD		171	-	-	-	-	-	171	4
BRL		5	-	-	-	-	-	5	-
DHN		2	-	-	-	-	-	2	-
MAD		2	-	-	-	-	-	2	-
									4

Los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 3 y a 4 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente, corresponden fundamentalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

20.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

Millones de euros

31 diciembre 2013	Vencimiento					Sig.	Total	Valor
	2014	2015	2016	2017	2018			Razonable
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	32	37	29	104	-	-	202	(4)
Permutas financieras (USD)	222	75	-	75	-	294	666	(66)
Permutas financieras (MXN)	114	13	5	17	-	4	153	-
Collars (EUR)	-	75	60	-	-	-	135	-
Tipo de cambio:								
USD	18	-	-	-	-	-	18	(2)
NOK	-	-	-	-	-	-	-	(3)
CHF	-	7	-	-	-	-	7	(2)
Precio de commodities: ⁽¹⁾								
EUR	135	-	-	-	-	-	135	(1)
USD	10	-	-	-	-	-	10	(1)
ZAR	49	-	-	-	-	-	49	-
								(79)

⁽¹⁾ Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

Millones de euros

31 diciembre 2012	Vencimiento					Sig.	Total	Valor
	2013	2014	2015	2016	2017			Razonable
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	17	196	77	1.061	41	7	1.399	(77)
Permutas financieras (USD)	8	9	8	9	23	333	390	(123)
Permutas financieras (MXN)	5	21	23	-	-	-	49	-
Collars (EUR)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD	147	1	1	-	-	-	149	(3)
Precio de commodities: ⁽¹⁾								
EUR	100	-	-	-	-	-	100	1
USD	11	-	-	-	-	-	11	1
								(201)

⁽¹⁾ Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 las coberturas de flujos de efectivo incluyen, fundamentalmente, aquellas permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2013 su nociónal ascendía a 294 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 58 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 su nociónal ascendía a 315 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 109 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Respecto a las participaciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd, que fueron objeto de una oferta de recompra en 2013 (ver Nota 18), el Grupo tenía vinculadas una serie de permutas financieras de tipo de interés para un nociónal de 1.000 millones de euros. A través de estos instrumentos, el Grupo pagaba un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibe EURIBOR a 3 meses, cuyo valor razonable, con signo negativo, a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 66 millones de euros. A 30 de junio de 2013 y como consecuencia de la recompra de las participaciones preferentes, se han discontinuado las citadas permutas transfiriéndose a la cuenta de resultados, junto con las pérdidas acumuladas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambio de valor”, de otras dos permutas financieras de tipo de interés

discontinuas en el año 2007 y asociadas a dichas participaciones, por un importe total de 74 millones de euros (ver Nota 26).

20.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

En ocasiones, Repsol suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

En 2012, y como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación de YPF (ver Nota 4), los instrumentos de cobertura relativos a la participación del Grupo en dicha sociedad fueron discontinuados, ver Nota 20.4.a).

20.4) Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

(a) De tipo de cambio y tipo de interés

Millones de euros

31 diciembre 2013	Vencimientos						Sig.	Total	Valor Razonable
	2014	2015	2016	2017	2018				
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	158	-	-	-	-	-	158	(21)	

Millones de euros

31 diciembre 2012	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017			
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	158	-	-	-	-	158	(28)
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(1)

(b) De tipo de cambio

Repsol tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

31 diciembre 2013	Vencimientos						Sig.	Total	Valor
	2014	2015	2016	2017	2018	Razonable			
USD/Euro	3.598	-	-	-	-	-	3.598	(21)	
Euro/USD	1.637	-	-	-	-	-	1.637	7	
USD/NOK	41	-	-	-	-	-	41	(1)	
USD/RUB	30	-	-	-	-	-	30	-	
USD/CAD	20	-	-	-	-	-	20	-	
Euro/RUB	15	-	-	-	-	-	15	-	
CLP/USD	12	-	-	-	-	-	12	-	
USD/PEN	6	-	-	-	-	-	6	-	
GBP/EUR	4	-	-	-	-	-	4	-	
CHF/EUR	4	-	-	-	-	-	4	-	
MYR/USD	3	-	-	-	-	-	3	-	
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-	

31 diciembre 2012	Vencimientos					Sig.	Total	Valor
	2013	2014	2015	2016	2017			Razonable
USD/Euro	2.898	-	-	-	-	-	2.898	(49)
Euro/USD	1.018	-	-	-	-	-	1.018	(2)
Euro/RUB	223	-	-	-	-	-	223	(5)
CAD/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
CLP/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
Euro/GBP	8	-	-	-	-	-	8	-
NOK/USD	5	-	-	-	-	-	5	-
PEN/USD	4	-	-	-	-	-	4	-
USD/RUB	4	-	-	-	-	-	4	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

(c) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 eran las siguientes:

31 diciembre 2013	Vencimientos					Sig.	Total	Valor
	2014	2015	2016	2017	2018			Razonable
								<i>Millones de euros</i>
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	5.694	-	-	-	-	-	5.694	12
WTI (Miles de barriles)	5.483	-	-	-	-	-	5.483	-
NYMEX HHO (Miles de galones)	82.362	-	-	-	-	-	82.362	4
IPE GO (Miles de toneladas)	331	-	-	-	-	-	331	6
RBOB (Miles de galones)	99.330	-	-	-	-	-	99.330	4
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	8	-	-	-	-	-	8	-
SOJA (Miles de libras)	34.920	-	-	-	-	-	34.920	-
NYMEX (Miles de galones)	219.514	-	-	-	-	-	219.514	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	9.107	-	-	-	-	-	9.107	(17)
WTI (Miles de barriles)	6.663	-	-	-	-	-	6.663	(1)
NYMEX HHO (Miles de galones)	109.158	-	-	-	-	-	109.158	(5)
IPE GO (Miles de toneladas)	416	-	-	-	-	-	416	(8)
RBOB (Miles de galones)	125.790	-	-	-	-	-	125.790	(2)
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
SOJA (Miles de libras)	22.140	-	-	-	-	-	22.140	-
NAT GAS FUTS (Miles de galones)	141.000	-	-	-	-	-	141.000	(4)
Algonquin CityGate (Miles de galones)	28.641	-	-	-	-	-	28.641	2
NYMEX (Miles de galones)	58.502	-	-	-	-	-	58.502	(11)
Opciones								
Call (Miles de barriles)	1.058	-	-	-	-	-	1.058	(43)
Swaps								
Crudo (Miles de toneladas)	839	-	-	-	-	-	839	(3)
Propano (Miles de toneladas)	1.152	-	-	-	-	-	1.152	(1)
Nafta (Miles de toneladas)	324	-	-	-	-	-	324	2
JET (Miles de toneladas)	371	-	-	-	-	-	371	1
Gas Oil (Miles de toneladas)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	-
Gasolina (Miles de toneladas)	9	-	-	-	-	-	9	-
Ethanol (Miles de toneladas)	17	-	-	-	-	-	17	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	2.333	-	-	-	-	-	2.333	(2)
Fletes ((Miles de toneladas)	249	-	-	-	-	-	249	-
ColGulf Mainline Basis-ICE (Miles de galones)	18.259	-	-	-	-	-	18.259	-
Dom NG Basis-ICE (Miles de galones)	5.275	-	-	-	-	-	5.275	-
AGC NG Basis-ICE (Miles de galones)	52.393	-	-	-	-	-	52.393	(11)
Mich Con Basis ICE (Miles de galones)	9.130	-	-	-	-	-	9.130	-

31 diciembre 2012	Vencimientos					Sig.	Total	Valor
	2013	2014	2015	2016	2017			Razonable
								<i>Millones de euros</i>
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	9.443	-	-	-	-	-	9.443	16
WTI (Miles de barriles)	1.741	10	-	-	-	-	1.751	2
NYMEX HHO (Miles de galones)	54.012	5.615	-	-	-	-	59.627	4
IPE GO (Miles de toneladas)	445	1	-	-	-	-	446	(3)
RBOB (Miles de galones)	145.110	-	-	-	-	-	145.110	9
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	2	-	-	-	-	-	2	-
SOJA (Miles de libras)	76.860	-	-	-	-	-	76.860	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	9.381	-	-	-	-	-	9.381	(20)
WTI (Miles de barriles)	2.553	10	-	-	-	-	2.563	(5)
NYMEX HHO (Miles de galones)	71.064	-	-	-	-	-	71.064	(2)
IPE GO (Miles de toneladas)	586	1	-	-	-	-	587	-
RBOB (Miles de galones)	156.660	-	-	-	-	-	156.660	(10)
SOJA (Miles de libras)	49.140	-	-	-	-	-	49.140	-
Opciones								
Call (Miles de barriles)	3.290	-	-	-	-	-	3.290	(9)
Swaps								
Crudo (Toneladas)	495	-	-	-	-	-	495	2
Fletes (Toneladas)	524	-	-	-	-	-	524	-
JET (Toneladas)	163	-	-	-	-	-	163	-
Gas Oil (Toneladas)	723	-	-	-	-	-	723	(2)
Fuel Oil (Toneladas)	3.421	20	-	-	-	-	3.441	-
Propano (Toneladas)	426	-	-	-	-	-	426	-
Gasolina (Toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Nafta (Toneladas)	90	-	-	-	-	-	90	-
Ethanol (Toneladas)	1	-	-	-	-	-	1	-
AGC NG Index	1.085	1.100	-	-	-	-	2.185	(3)
AGC NG Basis	-	4.545	-	-	-	-	4.545	(1)
NBP DA Index	-	33.100	-	-	-	-	33.100	1

El epígrafe de balance “*Otros deudores*” incluye en 2013 y 2012, 20 millones de euros, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en la Nota 2.2.25.

(21) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Deudas por arrendamientos financieros	1.427	2.745
Ingresos diferidos	241	235
Fianzas y depósitos	201	199
Derivados por operaciones comerciales (Nota 20)	-	-
Otros	310	278
Total	2.179	3.457

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*” como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), “*Deudas por arrendamientos financieros*” por importe de 1.226 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 1.289 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el

proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja aquellos “Otros pasivos no corrientes” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

21.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	millones de euros		millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2013	2012	2013	2012
Durante el siguiente ejercicio	179	301	170	224
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	714	1.195	450	704
A partir del 6º ejercicio	2.533	4.102	977	2.041
	<u>3.426</u>	<u>5.598</u>	<u>1.597</u>	<u>2.969</u>
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.829)	(2.629)		
	<u>1.597</u>	<u>2.969</u>		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.427	2.745
Deuda por arrendamiento financiero corriente			170	224
			<u>1.597</u>	<u>2.969</u>

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2013 ha ascendido al 8,67% (7,22% a 31 de diciembre de 2012).

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 518 millones de dólares (376 millones de euros) y 499 millones de dólares (378 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.233 millones de dólares (894 millones de euros) y 1.252 millones de dólares (949 millones de euros), respectivamente.
- Asimismo se incluyen a través de la participación en Gas Natural Fenosa, los arrendamientos financieros correspondientes a cuatro buques metaneros adquiridos por el citado grupo con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029.

Como consecuencia del acuerdo de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31), se han reclasificado 1.226 millones de euros al epígrafe de “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta”, de la flota de buques para el transporte del GNL que gestionaba el Grupo Repsol y que ha sido vendida el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37) una vez cumplidas las condiciones pactadas.

21.2) Ingresos diferidos

En el epígrafe “ingresos diferidos” se incluyen, entre otros, los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de red de gas natural a cargo de terceros, así como los importes de los percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas y electricidad. Adicionalmente también se incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO2 recibidos a título gratuito (ver nota 6).

21.3) Fianzas y depósitos

En el epígrafe “*Fianzas y depósitos*” se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(22) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2013 y 2012, Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “*Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar*”:

	Millones de euros	
	2013	2012
Proveedores	4.115	4.376
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 21.1)	170	224
Administraciones Públicas acreedoras	873	935
Instrumentos financieros derivados (Nota 20)	89	41
Otros	2.924	3.307
Otros acreedores	4.056	4.507
Pasivo por impuesto corriente	293	319
Total	8.464	9.202

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de “Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta” como consecuencia de la venta de parte los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), “*Proveedores*” y “*Otros acreedores*” por importe de 226 millones de euros y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 asciendían a 765 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (ver Nota 4) se dieron de baja los “*Proveedores*”, “*Otros acreedores*” y “*Pasivos por impuesto corrientes*” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio y en la consulta N° 7/2011 del Boletín del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 88, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para los ejercicios 2013 y 2012 de acuerdo con la disposición adicional tercera “Deber de información” de la citada Ley es la siguiente:

	Millones de euros			
	2013		2012	
	Importe	%	Importe	%
Dentro del plazo máximo legal	14.010	99%	13.442	99%
Resto	115	1%	79	1%
Total pagos del ejercicio	14.125		13.521	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	53		37	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	7		17	

Según las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 se entiende plazo máximo legal de pago 60 días para el ejercicio 2013 (75 días para el ejercicio 2012).

(23) SITUACIÓN FISCAL

Impuesto sobre beneficios

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales. Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2013 es de 50, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra Asfalnor, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., Unión Fenosa Distribución, S.A. y Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas a un tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos países. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre beneficios.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos países por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) de los impuestos sobre beneficios aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Argelia: 30-38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Bolivia: 25%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 22%
- Estados Unidos: 35% (tipo federal)
- Libia: 65%
- Países Bajos: 25%
- Perú: 30%
- Portugal: 25- 31,5%
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2013 y 2012, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 2.2.23 de Políticas contables de la Nota 2, es el siguiente:

<i>importes en millones de euros</i>	2013	2012
Impuesto sobre beneficios corriente		
Impuesto del ejercicio	1.077	1.004
Otros ajustes al impuesto corriente	(205)	369
Impuesto sobre beneficios corriente	872	1.373
Impuesto sobre beneficios diferido		
Relacionado con movimientos del ejercicio	(244)	26
Otros ajustes al gasto por impuesto diferido	319	7
Impuesto sobre beneficios diferido	75	33
Gasto por impuesto sobre beneficios	947	1.406

La conciliación entre el impuesto sobre beneficios registrado correspondiente al ejercicio y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

<i>importes en millones de euros</i>	2013	2012
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	1.816	2.856
Tipo nominal del impuesto sobre beneficios en España	30%	30%
Gasto por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	545	857
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al español	364	582
Actualización de Balances en España	(129)	-
Efecto devaluación moneda funcional / inflación fiscal	26	(59)
Deducciones fiscales	(38)	(47)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	90	14
Gastos fiscalmente no deducibles	79	67
Otros conceptos	10	(8)
Gasto por impuesto sobre beneficios	947	1.406

El Gasto por Impuestos relativo al resultado de las operaciones interrumpidas recogido en el epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*” (ver Nota 27) asciende a 339 y 271 millones de euros de ingreso por impuesto en 2013 y 2012, respectivamente.

El 27 de diciembre de 2012 se aprobó en España la Ley 16/2012, por la que se adoptaron diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Una de las medidas que incorpora la citada Ley es la posibilidad de efectuar una actualización de balances de las sociedades españolas del grupo. Tal y como ha dictaminado el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en su Resolución del 31 de enero de 2013, la actualización de balances debe registrarse en las cuentas anuales de las compañías españolas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013. El impacto fiscal será imputable, igualmente, al ejercicio 2013. Repsol ha calculado la actualización sobre los elementos del activo fijo material registrado en las sociedades españolas del Grupo que no estuvieran amortizados contable o fiscalmente. Para acreditar el derecho a deducir fiscalmente las futuras amortizaciones del mayor valor de los activos derivado de la actualización se ingresó, conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012, el gravamen único del 5% por importe de 27 millones de euros.

Dicha revalorización ha sido eliminada para la elaboración de los estados financieros consolidados bajo criterios NIIF, lo cual ha supuesto el registro de un activo por impuesto diferido de 156 millones de euros. El activo por impuesto diferido generado por el aumento del valor fiscal de los activos y el gravamen único del 5% se han contabilizado con contrapartida en el epígrafe “*Impuesto sobre beneficios*”, por un importe de 129 millones de euros.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2013 ⁽¹⁾	2012	Variación
Activos por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	59	65	(6)
Provisiones para el personal	132	122	10
Provisiones para contingencias	49	67	(18)
Otras provisiones	393	361	32
Diferencias de amortizaciones	525	382	143
Créditos fiscales	3.085	2.110	975
Otros activos por impuestos diferidos	654	203	451
	4.897	3.310	1.587
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(17)	(13)	(4)
Plusvalías diferidas	(114)	(127)	13
Diferencias de amortizaciones	(1.589)	(1.581)	(8)
Moneda funcional	(62)	(32)	(30)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(737)	(817)	80
Otros pasivos por impuestos diferidos	(833)	(493)	(340)
	(3.352)	(3.063)	(289)

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado a los epígrafes de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*” como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31), activos y pasivos por impuesto diferido por importe de 4 y 35 millones de euros y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 0 y 37 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los “*Activos por impuesto diferido*” y “*Pasivos por impuesto diferido*” correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

(1) A 31 de diciembre de 2013 los “Activos por impuesto diferido” se han incrementado principalmente en 975 millones de euros por créditos fiscales como consecuencia de la activación de deducciones no aplicadas y de bases imponibles negativas y 156 millones por la actualización de balances.

El impacto total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a un importe negativo de 127 millones de euros en el ejercicio 2013 y 3 en el ejercicio 2012.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 309 millones de euros en 2013 (306 millones de euros en 2012). Corresponden esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas pendientes de compensación y deducciones pendientes de aplicación, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF. En concreto, en el ejercicio 2013 corresponde en más de un 98% a bases imponibles negativas que el Grupo estima que no podrán ser recuperadas en los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado; su vencimiento varía, según la jurisdicción en la que se generaron, siendo en la mayor parte de los casos entre 3 y 20 años.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 122 y 126 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, al corresponder, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Repsol opera en más de 40 países, desarrollando diversas actividades empresariales como

empresa petrolera y gasista integrada, lo que supone una complejidad creciente en los asuntos fiscales a gestionar en el contexto internacional actual.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Con carácter general, las Sociedades del Grupo mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2010-2013 respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas.

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles con el objeto de llegar a una solución no litigiosa.

No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo, que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes de cuantía indeterminada en la actualidad. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación. La compañía, con base en el asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a las cuentas anuales adjuntas. En la experiencia del Grupo, el resultado de litigios por cuantías relevantes ha dado lugar a pagos no materiales o ha sido favorable para el Grupo.

El criterio del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes a provisionar se calculan de acuerdo con la mejor estimación del importe necesario para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia.

A 31 de diciembre de 2013, los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo son los siguientes:

Brasil

Petrobras, como operador del bloque BMS-9, en el que Repsol participa en un 25%, recibió de la Administración fiscal del Estado de San Pablo acta de infracción en relación con presuntos incumplimientos formales (emisión de notas fiscales de acompañamiento) relacionados con movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina (incluido el desplazamiento de la misma hasta su ubicación para perforar). El criterio adoptado por Petrobras está alineado con el de la *Agencia Nacional do Petróleo*. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa estatal.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM-S-7 y BMS-9 (y de otros consorcios en los que Repsol Sinopec Brasil no participa) recibió actas de infracción por retenciones de *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE*, ejercicios 2008 y 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones utilizadas en la exploración de crudo y servicios relacionados en los bloques mencionados. La compañía está

evaluando su posible responsabilidad en el asunto, tanto desde la perspectiva fiscal como contractual.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones del *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE* del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exportación y servicios relacionados utilizados en los bloques BM S-48 y BM-C33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos, considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos.

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A., en la que el Grupo Repsol tiene un participación del 48,92%, han recibido sentencias del Tribunal Supremo de Bolivia que niegan la deducibilidad de regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas. La cuestión afecta a los ejercicios anteriores a la nacionalización del sector petrolero. La compañía considera que existen argumentos de índole constitucional que amparan su posición, expresamente refrendada, con carácter interpretativo, en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

Canadá

Las autoridades fiscales canadienses han discutido el criterio adoptado por Repsol Energy Canadá Ltd. y Repsol Canadá, Ltd. en la clasificación de ciertos activos industriales como *Class 43 Assets* susceptibles de amortización fiscal acelerada en los ejercicios 2005 a 2008. El litigio se encuentra pendiente de resolución del Tribunal Fiscal de Canadá y todavía cabe la posibilidad de alcanzar un acuerdo extrajudicial para solucionar la controversia.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha cuestionado a los diversos consorcios petroleros en los que participa Repsol Ecuador, S.A. la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta, de los pagos de la tarifa de transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte (“*Ship or Pay*”). La cuestión ha sido recurrida ante la Corte Nacional de Justicia.

El SRI ha cuestionado el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de su producción de crudo al consorcio Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. El asunto está pendiente de decisión ante el Tribunal Fiscal.

La compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., entidad participada por Repsol Ecuador, S.A. en un 29,66%, mantiene contenciosos con el Gobierno de Ecuador en relación con el tratamiento fiscal de la deuda subordinada emitida para la financiación de sus operaciones. La sociedad obtuvo sentencia favorable a sus pretensiones en la Corte Nacional; esa sentencia fue recurrida ante la Corte Constitucional por la propia Administración. La Corte Constitucional anuló la sentencia de la Corte Nacional y ordenó que se dictara un nuevo fallo.

España

En 2013 han finalizado los principales litigios del Impuesto sobre Sociedades por las actuaciones de comprobación de 1998 a 2001 y de 2002 a 2005. Las sentencias y resoluciones correspondientes han anulado un 90% de las cuotas inicialmente liquidadas por la Agencia

Tributaria y que habían sido recurridas por la compañía. En relación con las sanciones vinculadas a estas comprobaciones, los Tribunales de justicia han anulado todas aquellas sobre las que, a día de hoy, ya se han pronunciado.

Por otra parte, también en 2013 la Agencia Tributaria ha concluido los procedimientos de comprobación de los ejercicios 2006 a 2009, por los impuestos sobre sociedades, sobre el valor añadido, sobre hidrocarburos y otros impuestos especiales y retenciones a cuenta. Las liquidaciones tributarias correspondientes todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos son muy diversos y, en su mayor parte, se refieren al Impuesto sobre Sociedades y suponen un cambio del criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. Repsol, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos y otros expertos consultados, considera que su actuación ha sido ajustada a Derecho y, por tanto, no espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos judiciales frente a los actos que pongan fin a la vía administrativa.

Trinidad y Tobago

La compañía *BP Trinidad&Tobago LLC*, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, es habitualmente objeto de inspección por el *Board of Inland Revenue*. Existen diversos procesos relacionados con varios impuestos – *Petroleum Profit Tax* (impuesto sobre sociedades), *Supplemental Petroleum Tax* (impuesto a la producción), *VAT* (IVA) y retenciones, principalmente – y ejercicios. Los asuntos se encuentran, en su mayoría, en fase administrativa.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado “*Otras provisiones*” (ver Nota 16), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2013 asciende a 1.471 millones de euros. Los riesgos por los litigios fiscales en curso y otras contingencias fiscales que han sido provisionados corresponden a un número elevado de causas.

(24) NEGOCIOS CONJUNTOS

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2013 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiriquire Gas, S.A. ⁽¹⁾	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽¹⁾	60,00%
AR Oil & Gas BV	49,00%
Saneco	49,00%
TNO (Tafnefteotdacha)	49,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Occidental de Colombia LLC (antes R. Occidental Corporation)	25,00%

⁽¹⁾ El Grupo considera que su participación en Quiriquire Gas, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil, S.A. constituye control conjunto, teniendo en cuenta que en los acuerdos existentes se establece que

ciertas decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de los socios que comparten el control.

A continuación se desglosan los importes agregados del Balance de situación aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Balance de situación	Millones de euros	
	2013	2012
Activos corrientes	7.738	8.241
Activos no corrientes	15.352	14.402
Pasivos corrientes	(4.149)	(3.767)
Pasivos no corrientes	(8.372)	(8.504)

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado a los epígrafes de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*” como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), activos y pasivos por importe de 265 y 168 millones de euros, cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 281 y 184 millones de euros.

A continuación se desglosan los importes agregados de la cuenta de pérdidas y ganancias aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Cuenta de pérdidas y ganancias	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Ingresos de explotación	9.783	10.125
Gastos de explotación	(8.166)	(8.432)
Otros ingresos	343	154
Otros gastos	(1.152)	(968)
Resultado por operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	808	878

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “*Comparación de la información*”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “*Desinversiones*”.

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2013 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

A partir del 1 de enero de 2014 y en aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo dejará de aplicar el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto que sean clasificadas como joint ventures según los criterios de la referida norma, y cuyo impacto se informa en el apartado *Nuevos estándares emitidos* de la Nota 2.

(25) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ventas e ingresos por prestación de servicios y otros ingresos

La distribución de los epígrafes “*Ventas*” e “*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*” de la cuenta de resultados adjunta, por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Áreas Geográficas	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
España	29.370	29.652
Unión Europea	5.676	8.990
Países O.C.D.E.	8.782	6.152
Resto de países	11.918	12.428
Total	55.746	57.222

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

El epígrafe “Ventas” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 6.099 millones de euros en 2013 y 5.244 millones de euros en 2012.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	5	10
Beneficios por enajenación de inmovilizado (Nota 31)	18	263
Total	23	273

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2012 corresponden principalmente a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Butano Chile, S.A., (195 millones de euros) y la venta de la filial Amodaimi Oil Company (48 millones de euros). (véase Nota 31).

El epígrafe “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado”, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6 y 7)	143	104
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	20	39
Total	163	143

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

Aprovisionamientos

El epígrafe “Aprovisionamientos” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Compras	43.358	43.676
Variación de existencias	(188)	68
Total	43.170	43.744

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

El epígrafe “*Aprovisionamientos*” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “*Ventas*” de esta nota.

Gastos de personal y plantilla

El epígrafe “*Gastos de personal*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Remuneraciones y otros	1.518	1.500
Costes de Seguridad Social	521	475
Total	2.039	1.975

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “*Comparación de la información*”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “*Desinversiones*”.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2013 ascendía a 30.296 empleados, y se distribuyó en las siguientes áreas geográficas: España (20.131 empleados), Latinoamérica (6.291 empleados) y Resto del Mundo (3.874 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2013 ascendió a 30.300 empleados, mientras que en 2012 fue de 29.997 personas.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas, cuentan a diciembre de 2013 con un total de 705 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 532 son empleados por contratación directa, y otras 173 personas equivalentes por medidas alternativas (3,67% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2013 y 2012:

	Número de personas			
	2013		2012	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	574	151	545	134
Jefes Técnicos	2.295	659	2.138	639
Técnicos	8.811	4.577	8.833	4.448
Operarios y subalternos	9.008	4.221	8.992	4.256
Total	20.688	9.608	20.508	9.477

Otros gastos de explotación

El epígrafe “*Otros gastos de explotación*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Tributos	812	724
Servicios exteriores	3.788	3.855
Transportes y fletes	815	861
Otros Gastos	381	385
Total	5.796	5.825

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

Los costes de exploración en 2013 y 2012 ascienden a 668 y 551 millones de euros, de los cuales 356 y 315 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe “Amortizaciones”.

Gastos de Investigación y Desarrollo

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2013 y 2012 a 89 y 83 millones de euros, respectivamente.

(26) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Ingresos financieros	91	91
Gastos financieros	(765)	(795)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	(674)	(704)
Por tipo de interés	(5)	5
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(5)	5
Por tipo de cambio	(28)	40
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(126)	17
Diferencias de cambio	98	23
Otras posiciones	-	(2)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	-	(2)
Resultado de posiciones ⁽³⁾	(33)	43
Actualización financiera de provisiones	(114)	(83)
Intereses intercalarios ⁽⁴⁾	142	135
Leasing	(140)	(145)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	79	(28)
Otros ingresos ⁽²⁾	71	6
Otros gastos	(86)	(34)
Otros ingresos y gastos financieros	(76)	(201)
RESULTADO FINANCIERO	(755)	(810)

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

⁽²⁾ Incluye la plusvalía generada como consecuencia de la recompra de participaciones preferentes descrita en la Nota 18.

⁽³⁾ Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver Nota 2.2.4) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

⁽⁴⁾ Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe “Gastos

financieros”.

(27) RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS

En 2013 el epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*” incluye fundamentalmente los resultados generados por los activos y negocios del GNL vendidos y/o clasificados como mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 31 y Nota 10), así como las plusvalías generadas por la venta, y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad registradas en relación con los activos de GNL (ver Nota 6, 7, y 16).

Los resultados del 2012 han sido re-expresados para recoger los resultados generados en dicho ejercicio por estos activos y operaciones. Adicionalmente incluye los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, YPF Gas y las Sociedades de su Grupo y el impacto en la cuenta de resultados derivada de la pérdida de control como consecuencia de la expropiación (véase Nota 4.3).

A continuación se incluye el desglose por naturaleza del epígrafe “*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*”:

	Millones de euros	
	31/12/2013	31/12/2012
Ingresos de explotación	1.888	4.559
Gastos de explotación	(1.320)	(3.522)
Resultado de explotación	568	1.037
Resultado financiero	(47)	(72)
Resultado de entidades valoradas por el método de participación neto de impuestos	74	73
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	595	1.038
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(159)	(253)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas	436	785
Resultado después de impuestos por la disposición de los activos del GNL	159	-
Resultado después de impuestos de la valoración de activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	(1.279)	(38)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	(684)	747
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	-	(109)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	(684)	638

(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

En los ejercicios 2013 y 2012 la composición del epígrafe “*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*” referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Notas	2013	2012 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos		1.864	2.903
Ajustes de resultado:		3.639	3.337
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.559	2.499
Provisiones operativas netas dotadas	16	447	411
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	2	(225)
Resultado financiero	26	755	811
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	9	(48)	(47)
Otros ajustes (netos)		(76)	(112)
Cambios en el capital corriente		(502)	624
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.005)	(1.655)
Cobros de dividendos		33	26
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(893)	(1.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(145)	(282)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		3.996	5.209
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		129	1.569

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación*.

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

La estructura organizativa está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. A 31 de diciembre de 2013, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- *Downstream*, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP;
- *GNL*, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuación, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado, excepto en Gas Natural Fenosa; y
- *Gas Natural Fenosa*, a través de la participación de Gas Natural SDG, S.A., cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

El 31 de diciembre de 2013 se ha llevado a cabo la venta de parte de los activos y negocios del segmento GNL (ver Notas 31, 10 y 37), considerándose por tanto los resultados generados en el ejercicio por estos activos y negocios, así como las plusvalías generadas por la venta y las provisiones por deterioro de valor y por onerosidad registradas en relación con los activos de GNL en Norteamérica (ver Notas 6, 7 y 16) como operaciones interrumpidas (Ver Nota 27). Los flujos de efectivo generados por los activos y negocios objeto de la mencionada venta también se han clasificado a los epígrafes correspondientes dentro de las actividades de operaciones interrumpidas en el estado de flujos de efectivo consolidado.

La información “ajustada” presentada en esta nota para los segmentos sobre los que se informa coincide con aquella presentada al equipo directivo para la toma de decisiones operativas y para la evaluación del rendimiento de los segmentos en el ejercicio 2013. Esta información “ajustada”, salvo mención expresa al efecto, se ha preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta forman parte de los resultados de operaciones continuadas. Para cada una de las magnitudes de resultado o flujos de efectivo “ajustados” se indican las partidas y los conceptos que permiten realizar la conciliación con las magnitudes correspondientes de la cuenta de pérdidas y ganancias y del estado de flujos de efectivo consolidado.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol atendiendo a esta clasificación:

<u>Ingresos de explotación ajustados de los segmentos sobre los que se informa</u>	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Segmentos						
Upstream	3.153	3.843	1.865	1.859	5.018	5.702
GNL ⁽¹⁾	4.508	2.611	330	379	4.838	2.990
Downstream	44.863	45.888	64	98	44.927	45.986
Gas Natural Fenosa	7.193	7.223	379	364	7.572	7.587
Corporación	11	28	480	1.455	491	1.483
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos ⁽²⁾	-	-	(3.118)	(4.155)	(3.118)	(4.155)
TOTAL	59.728	59.593	-	-	59.728	59.593

(1) Los “Ingresos de explotación ajustados de los segmentos sobre los que se informa”, incluyen en el segmento GNL en 2013 y 2012 los ingresos de explotación generados durante el ejercicio por los activos y negocios objeto de la venta indicada anteriormente, así como las plusvalías generadas durante 2013, por importe de 3.430 y 1.741 millones de euros, respectivamente. La conciliación con los “Ingresos de Explotación” de la cuenta de pérdidas y ganancias se explica por dichos importes.

(2) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Segmentos	Millones de euros	
	31/12/2013	31/12/2012
Upstream	1.757	2.208
GNL	959	535
Downstream	42	1.013
Gas Natural Fenosa	889	920
Corporación	(304)	(390)
Resultado de explotación ajustado de los segmentos de los que se informa ⁽¹⁾	3.343	4.286
Resultado operaciones interrumpidas acuerdo de venta del GNL	(772)	(620)
Resultado de explotación	2.571	3.666

(1) El “Resultado de explotación ajustado de los segmentos sobre los que se informa” incluye en 2013, aquellos resultados generados durante el ejercicio por los activos y negocios objeto de la venta indicada anteriormente por importe de 642 millones de euros, así como la plusvalías generadas en 2013 por importe de 1.540 millones de euros y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad de los activos de GNL en Norteamérica, por importe

de 1.410 millones de euros. En 2012 incluye los resultados generados en el ejercicio de dichos activos y negocios.

Otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

2013	Millones de Euros					Total
	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	289	-	94	29	-	412
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación ⁽⁵⁾	26	74	20	2	-	122
Dotación de amortización de inmovilizado ⁽⁴⁾	(1.231)	(171)	(638)	(551)	(52)	(2.643)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos ⁽³⁾	(14)	(1.410)	(102)	(21)	-	(1.547)
Inversiones de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	2.317	30	656	444	53	3.500

2012	Millones de Euros					Total
	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	307	322	78	30	-	737
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación ⁽⁵⁾	27	70	17	3	-	117
Dotación de amortización de inmovilizado ⁽⁴⁾	(1.169)	(177)	(638)	(540)	(63)	(2.587)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos. ⁽³⁾	(24)	1	(72)	-	-	(95)
Inversiones de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	2.423	35	666	432	165	3.721

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en “*Otros activos financieros*”.

⁽²⁾ En 2013 y 2012 incluyen 14 y 15 millones de euros, respectivamente por las inversiones de explotación de los activos y negocios de GNL y que en el estado de flujos de efectivo consolidado se encuentran registrados en el epígrafe de “*Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas*”.

⁽³⁾ En 2013 incluye los gastos por las provisiones por deterioro y onerosidad de los activos y negocios de GNL en Norteamérica, que en la cuenta de pérdidas ganancias consolidada se encuentran registrados en el epígrafe de “*Resultados de operaciones interrumpidas*”.

⁽⁴⁾ En 2013 y 2012 incluye 84 y 88 por la dotación a la amortización de los activos y negocios de GNL objeto de la venta, que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se encuentran registrados en el epígrafe de “*Resultados de operaciones interrumpidas*”.

⁽⁵⁾ En 2013 y 2012 incluye 74 y 70 millones de euros por los resultados generados por los activos y negocios de GNL objeto de la venta indicada anteriormente y que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se encuentran clasificados en el resultado de operaciones interrumpidas.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación ⁽¹⁾		Resultado de explotación ⁽¹⁾		Inversiones de explotación ⁽¹⁾		Total activos ⁽¹⁾⁽²⁾	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Upstream	5.018	5.702	1.757	2.208	2.317	2.423	13.280	12.638
Norteamérica y Brasil	1.095	1.423	205	380	1.191	1.144	5.092	4.346
Norte de África	970	1.581	752	1.298	78	44	843	918
Resto del Mundo	3.065	2.801	800	530	1.048	1.235	7.345	7.374
Ajustes	(112)	(103)	-	-	-	-	-	-
GNL	4.838	2.990	959	535	30	35	2.902	4.176
Downstream	44.927	45.986	42	1.013	656	666	18.289	18.993
Europa	43.318	44.651	65	723	585	612	17.142	17.706
Resto del Mundo	4.526	4.641	(23)	290	71	54	1.147	1.287
Ajustes	(2.917)	(3.306)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	7.572	7.587	889	920	444	432	12.086	12.658
Corporación y otros ajustes	(2.627)	(2.672)	(304)	(390)	53	165	13.438	10.534
Activos de operaciones interrumpidas							5.091	5.922
TOTAL	59.728	59.593	3.343	4.286	3.500	3.721	65.086	64.921

(1) Ingresos de explotación, Resultado de explotación, Inversiones de explotación y Total activos "ajustados" de acuerdo con lo indicado anteriormente en esta nota.

(2) El total de activos incluye en cada segmento el importe de las inversiones contabilizadas por el método de la participación correspondiente al mismo. Para los activos de:

- *GNL*. En 2013 incluye fundamentalmente los activos de GNL en Norteamérica.
- *Corporación y ajustes*. En 2013 y 2012 se incluyen activos financieros por importe de 7.915 millones de euros y 6.670 millones de euros respectivamente.
- *Activos de operaciones interrumpidas*. En 2013 no incluye los activos que han sido clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta como parte de la operación de venta del GNL (ver Notas 10) puesto que su transmisión efectiva se ha producido el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37). Adicionalmente, en 2013 y 2012, incluye los activos relacionados con el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 4.3).

(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participados directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación durante los ejercicios 2013 y 2012.

Adquisiciones en 2013

Durante el ejercicio 2013 no se ha producido combinaciones de negocio significativas.

Adquisiciones en 2012

En Agosto de 2012, y siguiendo los hitos marcados por un acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil, Repsol Exploración, S.A. adquirió a Alliance Oil el 49% de participación en AROG empresa que serviría de plataforma de crecimiento en el negocio de exploración y producción de hidrocarburos para ambas compañías en la Federación Rusa. Previamente a esta adquisición, y en el marco del mencionado acuerdo, Alliance había aportado a AROG el 100% de su filial Saneco que engloba las actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales). En diciembre de 2012, Alliance Oil aportó en AROG el 99,54% de su filial TNO (Tafnefteotdacha) con activos localizados en la región rusa de Tatarstan

(cuenca Volga-Urales) y en contrapartida Repsol Exploración S.A. adquirió acciones adicionales de AROG a Alliance Oil para mantener el 49% de participación en AROG.

Estas dos operaciones supusieron un desembolso total por importe de 301 millones de dólares (233 millones de euros), de los cuales 143 millones de dólares (109 millones de euros) se desembolsarían en enero de 2013 tras la venta de Eurotek a AROG cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre (ver Nota 31). El detalle de los activos netos adquiridos teniendo en cuenta el 49% de participación del Grupo en AROG, y la participación del Grupo correspondiente en Saneco y TNO (Tafnefteotdacha) es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	55	55
Activo no corriente	203	130
TOTAL ACTIVO	258	185
Pasivo corriente	16	16
Pasivo no corriente	9	9
TOTAL PASIVO	25	25
ACTIVOS NETOS	233	160

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2012 no fue significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se ha producido una revalorización de los activos del inmovilizado material correspondientes a los activos de exploración y producción adquiridos.

(31) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2013 y 2012:

Cobros por desinversiones	Millones de euros	
	2013	2012
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	155	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	55
Otros activos financieros	426	435
Cobros por desinversiones de operaciones interrumpidas ⁽¹⁾	2.610	21
Total cobros por desinversiones	3.293	1.146

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente los cobros correspondientes a la venta de los activos y negocios de GNL a Shell por importe de 2.446 millones de euros y por la venta del 25% de Bahía Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por importe de 135 millones de euros.

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las principales desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2013 y 2012 se detallan en el Anexo Ib “*Principales variaciones del perímetro de consolidación terminado el 31 de diciembre de 2012*”. Las más significativas se describen a continuación.

Venta de parte de los activos y negocios del GNL

La principal desinversión del ejercicio 2013 corresponde a la venta de parte de los activos y negocios de GNL iniciada con la firma de un acuerdo con Shell el 26 de febrero de 2013, y concluida en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013, y enero de 2014.

Con anterioridad a la venta, el negocio del GNL de Repsol incluía: (i) las participaciones minoritarias en las plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago y Perú, (ii) la participación minoritaria en la planta de Ciclo Combinado en España, (iii) las actividades de comercialización, transporte y trading, (iv) los negocios de regasificación, comercialización y trading de Norteamérica, (v) el proyecto integrado de GNL en Angola.

El perímetro de la operación con Shell incluía los negocios de los numerales (i), (ii) y (iii), y corresponde a las siguientes sociedades del Grupo: Repsol LNG Port of Spain B.V, Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago y Repsol LNG Trinidad y Tobago, Ltd. (conjuntamente, y en adelante “*Atlantic LNG*”), Peru LNG Company, Llc. (“*Peru LNG*”), la sociedad Bahía Bizkaia Electricidad, S.L (“*BBE*”). Adicionalmente Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (“*Repsol Comercializadora*”) forma parte del perímetro de la venta y a 31 de diciembre de 2013 se encuentra clasificada en los epígrafes “*de activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*”.

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de BBE a BP por 135 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta de activos de GNL a Shell, se transmitió finalmente a BP, tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente. La transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe de “*Resultado de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 27).

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	15
Otros activos corrientes	4
Activo no corriente	48
TOTAL ACTIVO	67
Pasivo corriente	12
Pasivo no corriente	9
TOTAL PASIVO	21
ACTIVOS NETOS	46

El 31 de diciembre de 2013, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de comercialización de GNL a largo plazo así como los activos y negocios de GNL en Trinidad y Tobago y Perú, correspondientes a las participaciones del Grupo Repsol en *Atlantic LNG* y *Peru LNG*, por importe de 2.446 millones de euros lo que generó una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros registrada en el epígrafe “*Resultado de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 27).

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detalla a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Otros activos corrientes	211
Activo no corriente	919
TOTAL ACTIVO	1.154
Pasivo corriente	103
Pasivo no corriente	56
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	159
ACTIVOS NETOS	995

Como consecuencia de esta venta se ha producido la ruptura de la gestión integrada de dichos activos con los activos y negocios que Repsol mantiene en Norteamérica (fundamentalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte propiedad de Repsol Energy Canada, filiales del Grupo Repsol), y que formaban parte de la misma UGE, registrándose una provisión por deterioro de dichos activos (ver Notas 6 y 7), así como una provisión por el contrato oneroso “*Process or pay*” asociado a la planta de Canaport (ver Nota 16) por un importe total acumulado de 1.410 millones de euros antes de impuestos, registrado en el epígrafe de “*Resultados de operaciones interrumpidas*”.

En el marco del acuerdo firmado, Repsol continúa garantizando contratos a favor de terceros de aquellas compañías que han sido objeto de venta, y que como consecuencia de ésta perdieron su consideración de empresas del Grupo. A la espera de la firma de nuevas garantías con el reemplazo de Repsol como garante por parte de Shell, esta última ha otorgado a Repsol las contragarantías oportunas equivalentes a los riesgos asociados a los contratos garantizados.

A 31 de diciembre de 2013 las actividades de comercialización, transporte y trading, correspondientes a Repsol Comercializadora, y los activos asociados a dichas actividades se han clasificado como activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 10). El 1 de enero de 2014 una vez obtenidas de las autorizaciones necesarias, cumplidas las condiciones pactadas se concluyó su venta (véase Nota 37).

Otras desinversiones del ejercicio 2013

El 24 de enero de 2013, y cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil (ver Nota 30), Repsol Exploración Karabashky B.V. aportó el 100% de la sociedad Eurotek a AR Oil&Gas B.V. (“*AROG*”, sociedad en la que el Grupo participa en un 49%) materializada mediante la adquisición de Eurotek por parte de AROG a Repsol exploración Karabashky B.V. por importe de 315 millones de dólares.

Eurotek estaba clasificada contablemente desde su adquisición en diciembre 2011 como un activo no corriente mantenido para la venta, dado que se adquirió con el propósito de aportarla a AROG. La venta del 100% de Eurotek supuso la baja del balance de situación del Grupo del 51% de los de activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta (véase Nota 10), y la reclasificación del 49% restante desde dichos epígrafes a las correspondientes partidas del balance según su naturaleza de acuerdo al siguiente detalle:

	Millones de euros	
	Baja del 51%	Reclasificación del 49%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	(134)	(130)
Activo corriente	-	8
Activo no corriente	-	122
TOTAL ACTIVO	(134)	-
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	(13)	(12)
Pasivo corriente	-	8
Pasivo no corriente	-	4
TOTAL PASIVO	(13)	-
ACTIVOS NETOS	(121)	-

Esta aportación y su posterior reclasificación no han tenido impacto en la cuenta de resultados consolidada, ya que la baja del 51% de los activos por importe de 121 millones de euros se compensa totalmente con la caja neta recibida por Repsol en la transacción, correspondiente al importe de la venta menos el efectivo disponible en la caja de AROG B.V (en el % de participación del Grupo en dicha compañía) y las acciones suscritas por Repsol Exploración para mantener el 49% de participación en AROG.

Ejercicio 2012

En junio de 2012 Repsol acordó con un consorcio de inversores chilenos la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía una participación del 45% de Empresas Lipigas, S.A., compañía presente en el mercado chileno de comercialización del GLP, además de otros activos financieros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de operaciones, la venta tuvo lugar en julio de 2012 por un importe de 540 millones de dólares. Esta venta generó una plusvalía de 195 millones de euros (este importe incluía las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, que ascendían a 62 millones de euros) que fueron registradas en el epígrafe “*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*”.

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	164
Otros activos corrientes	29
Activo no corriente	203
TOTAL ACTIVO	396
Intereses minoritarios	4
Pasivo corriente	37
Pasivo no corriente	48
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	89
ACTIVOS NETOS	307

En el mes de agosto de 2012 Repsol recibió la autorización del Gobierno de Ecuador para la venta del 100% de su filial en ese país Amodaimi Oil Company a Tiptop Energy Ltd, una filial de la compañía china Sinopec. Como consecuencia de la misma se registró una plusvalía que ascendía

a 48 millones de euros (cifra que incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, que ascendían a 2 millones de euros) que fueron registradas en el epígrafe “*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*”. El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	-
Otros Activos corrientes	89
Activo no corriente	90
TOTAL ACTIVO	179
Pasivo corriente	56
Pasivo no corriente	30
TOTAL PASIVO	86
ACTIVOS NETOS	93

En diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* por la sociedad Guara B.V. participada en un 15% por Repsol, dicha sociedad llevó a cabo una devolución de capital a sus accionistas por el importe de la venta que para Repsol supuso el cobro de 41 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Otros activos financieros

En el ejercicio 2013 y 2012 se han cobrado 324 y 208 millones de euros, respectivamente (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las diecinueve y once emisiones, respectivamente, del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en dichos ejercicios, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

Enajenación de participaciones en sociedades

En 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol de YPF S.A. e YPF Gas S.A. descrito en la Nota 4, se produjo la pérdida de control sobre YPF e YPF Gas con los efectos e impactos contables descritos en la dicha Nota.

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

	% total sobre el capital social
	31 de diciembre de 2013
Accionistas significativos	
CaixaBank, S.A	12,02%
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	9,38%
Petróleos Mexicanos ⁽²⁾	9,34%
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	6,37%

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽²⁾ Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

⁽³⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

Los datos ofrecidos en el anterior cuadro recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2013, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

- b. Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.
- c. Personas o entidades del Grupo. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 4), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2013 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros				
GASTOS E INGRESOS:	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Gastos financieros	30	-	-	30
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-
Arrendamientos	2	-	35	37
Recepciones de servicios	6	-	430	436
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	3.802	-	6.885	10.687
Otros gastos	27	-	15	42
TOTAL GASTOS	3.867	-	7.365	11.232
Ingresos financieros	13	-	11	24
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	27	-	32	59
Venta de bienes (terminados o en curso)	46	-	1.062	1.108
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros ingresos	5	-	93	98
TOTAL INGRESOS	92	-	1.200	1.292

Millones de euros				
OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽²⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	3	-	-	3
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	96	97
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	6	6
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	212	-	-	212
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁴⁾	519	-	4	523
Garantías y avales prestados ⁽⁵⁾	128	-	1.477	1.605
Garantías y avales recibidos	54	-	-	54
Compromisos adquiridos ⁽⁶⁾	1.020	-	1.925	2.945
Compromisos / garantías cancelados	10	-	2.357	2.367
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁷⁾	431	-	1	432
Otras operaciones ⁽⁸⁾	2.123	-	-	2.123

⁽¹⁾ La tabla de Gastos e Ingresos incluye transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de los negocios de GNL a Shell (véase nota 31), hasta el momento que fueron enajenadas.

Los importes más significativos correspondientes a transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de parte de los activos y negocios de GNL incluidas en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por la recepción de servicios por importe de 104 millones de euros, (ii) Compras de bienes por importe de 1.352 millones de euros, (iii) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 28 millones de euros, (iv) Ingresos por ventas de bienes por importe de 251 millones de euros, (v) Otros ingresos por importe de 29 millones de euros.

⁽²⁾ Ver Nota 33 "*Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo*", en lo relativo a las operaciones realizadas con *Administradores y directivos*. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

⁽³⁾ Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2013 asciende a 139.000 barriles al día.

⁽⁴⁾ Incluye líneas de crédito por importe de 439 millones de euros con La Caixa.

⁽⁵⁾ Incluye 1.394 millones de euros correspondientes a 3 garantías emitidas por el Grupo en relación los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guar4 B.V (ver Nota 34).

⁽⁶⁾ Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas (ver Nota 34.2). En 2013 no se incluyen aquellos compromisos correspondientes a las sociedades objeto de la venta de parte de los activos y negocios del GNL, ni aquellos que las sociedades del Grupo pudieran tener con aquellas una vez han perdido su condición de parte vinculada y cuyo importe ascendía a 13.767 millones de euros (ver Nota 34.2).

⁽⁷⁾ Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2013, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 191 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

⁽⁸⁾ Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 500 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 685 millones de euros y de tipo de interés por 133 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2012 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
GASTOS E INGRESOS:				
Gastos financieros	16	-	3	19
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	22	24
Recepciones de servicios	6	-	318	324
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	4.002	-	5.848	9.850
Otros gastos	29	-	13	42
TOTAL GASTOS	4.055	-	6.205	10.260
Ingresos financieros	25	-	14	39
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	44	-	40	84
Venta de bienes (terminados o en curso)	269	-	1.299	1.568
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	4	4
Otros ingresos	5	-	66	71
TOTAL INGRESOS	344	-	1.427	1.771

Millones de euros				
OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽²⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	96	-	-	96
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	223	224
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	245	-	-	245
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽⁴⁾	773	-	4	777
Garantías y avales prestados ⁽⁵⁾	219	-	1.121	1.340
Garantías y avales recibidos	57	-	-	57
Compromisos adquiridos ⁽⁶⁾	696	-	12.796	13.492
Compromisos / garantías cancelados	71	-	-	71
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁷⁾	467	-	-	467
Otras operaciones ⁽⁸⁾	1.639	-	-	1.639

⁽¹⁾ Los importes más significativos correspondientes a transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de parte de los activos y negocios de GNL (véase nota 31) incluidas en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por la recepción de servicios por importe de 65 millones de euros, (ii) Compras de bienes por importe de 1.275 millones de euros, (iii) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 34 millones de euros, (iv) Ingresos por ventas de bienes por importe de 598 millones de euros.

⁽²⁾ Ver Nota 33 "Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo", en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

⁽³⁾ Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día.

⁽⁴⁾ Incluye líneas de crédito por importe de 558 millones de euros con La Caixa.

⁽⁵⁾ Incluye 1.035 millones de euros correspondientes a dos garantías emitidas por Repsol S.A. en relación los contratos de arrendamiento de dos plataformas flotantes de su filial Guará B.V. en Brasil (ver Nota 34). No incluye la contragarantía asociada a dichas garantías por no corresponder a partes vinculadas.

⁽⁶⁾ Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas (ver Nota 34.2).

⁽⁷⁾ Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012, así como los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en julio 2012, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 132 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

⁽⁸⁾ Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 667 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 158 millones de euros y de tipo de interés por 115 millones de euros con el grupo Caixa.

El 28 de febrero de 2012, Repsol, S.A. y Petróleos Mexicanos suscribieron una Alianza Industrial Estratégica con una duración inicial de 10 años, que abarca las áreas de negocio de Upstream y GNL en América y de Downstream en América, España y Portugal, así como la colaboración en programas de formación conjuntos.

Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 7,55 millones de euros, lo cual representa un 3,9% del resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante. En el ejercicio 2012 esta cantidad ascendió a 8,059 millones de euros¹

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad que a tal efecto fije la Junta General, correspondiendo al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y sus Comisiones.

La Junta General Ordinaria de Accionistas el pasado 31 de mayo de 2013, bajo el punto decimotercero del Orden del Día, aprobó fijar dicho límite en una cantidad equivalente a seis millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones ascendió, en los ejercicios 2013 y 2012, a los siguientes importes:

<i>Órgano de Gobierno</i>	Euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149

⁽¹⁾ El primer párrafo del artículo 45 de los Estatutos Sociales fue modificado en la Junta General Ordinaria de Accionistas del pasado 31 de mayo de 2013. Con anterioridad, dicho párrafo recogía un sistema de remuneración de los consejeros mediante participación en beneficios (artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital), según el cual, la Sociedad podía destinar en cada ejercicio a atribuir a los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podía detrarse después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, un dividendo de, al menos, el 4%.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2013 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 5,040 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

¹ El dato de 2012 ha sido adaptado para reflejar de forma homogénea con 2013 el referido importe

<i>Consejo de Administración</i>	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Pemex Internacional España, S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Paulina Beato	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Javier Echenique Landiribar	176.594	176.594	88.297	-	-	441.486
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
Juan Abelló Gallo ⁽¹⁾	29.432	29.432	-	-	7.358	66.223
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	58.865	-	44.149	279.608
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Juan María Nin	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	264.891
M ^a Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	-	44.149	-	220.743
Manuel Manrique Cecilia ⁽²⁾	132.446	132.446	-	-	-	264.891
Rene Dahan ⁽³⁾	117.729	117.729	-	-	-	235.459

⁽¹⁾ D. Juan Abelló Gallo comunicó a la Compañía su renuncia como Consejero con fecha 6 de marzo 2013

⁽²⁾ D. Manuel Manrique Cecilia fue nombrado Consejero con fecha 25 de abril 2013

⁽³⁾ D. René Dahan fue nombrado Consejero con fecha 31 de mayo de 2013

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2013 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (seguro de vida e invalidez, seguro médico y otros conceptos, así como los ingresos a cuenta/ retenciones ligados a las retribuciones en especie), la retribución variable anual y la plurianual, esta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2010-2013, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,918 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, retribución variable anual y plurianual, esta última como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,172 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2013 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,405 millones de euros, de

acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros
	Gas Natural
Antonio Brufau Niubo	265.650
Luis Suárez de Lezo Mantilla	139.150

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol.

e) Por pólizas de seguro de jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2013 a 0,697 millones de euros. Corresponden 0,494 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,203 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Por acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición de su Presidente, D. Antonio Brufau, Repsol dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiendo con ello el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido de realizar aportaciones a un sistema de previsión para la cobertura de su jubilación.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2013, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

33.3) Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, de otras retribuciones percibidas en su condición de accionistas y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la Nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Administradores y Directivos), los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los Consejeros Ejecutivos se han adherido a los ciclos 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 17.d) apartado i).

Excepto por lo desglosado en el Anexo IV ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de

Repsol.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo IV, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol.

Durante el ejercicio 2013, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

33.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 7 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2013, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2013, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,702
Dietas	0,268
Remuneración Variable	4,404
Remuneraciones en Especie	0,690

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 11,064 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2013, realizadas por el Grupo para su personal directivo ha ascendido a 1,644 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2013 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en Nota 2.2.19 y Nota 17), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,580 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2013, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,033 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,8% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver Nota 33.4.a)) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si ésta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver Nota 33.4.a)), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2013, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol.

33.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo (incluyendo los Consejeros Ejecutivos) se han adherido a los ciclos 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 17.d) apartado i), comprando en el conjunto de los tres ciclos un total de 288.161 acciones.

(34) CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS

34.1) Contingencias legales o arbitrales

34.1.1) Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (Ver Nota 4).

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación de acciones del Grupo representativas del 51% de las acciones “Clase D” de la principal petrolera del país, YPF S.A. de titularidad del Grupo español Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación del Grupo Repsol en la empresa argentina YPF Gas S.A. empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del capital social de YPF Gas S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en 21 días una Ley excepcional, la Ley de Expropiación N° 26.741 de las acciones del Grupo Repsol en YPF e YPF Gas, por la que el Estado argentino además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionariales referidas, dispuso la ocupación temporánea por parte del Poder Ejecutivo Nacional de los derechos inherentes a las acciones del Grupo Repsol sujetas a expropiación, a pesar de no mediar sentencia judicial alguna y sin haber compensado o consignado previamente el valor de las acciones afectadas.

Pese a declarar “de interés público [...] el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos”, la indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF S.A. y a YPF Gas, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina siendo el Grupo Repsol el único accionista perjudicado y no otros accionistas.

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento o el disfrute de tales inversiones y prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (artículo IV-1). Además, en caso de nacionalización o expropiación, Argentina se obligó a no actuar discriminatoriamente contra los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora injustificada una indemnización adecuada, en moneda convertible (artículo V). Asimismo, Argentina asumió que reconocería a los inversores españoles cualquier tratamiento más favorable que Argentina hubiera reconocido a favor de otros inversores extranjeros (artículo IV-, apartados 1 y 2).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que “*la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada. [...]. Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie.*” Asimismo proclama (artículo 20) que “*los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos [...].*”

Además, con ocasión de la privatización de YPF S.A. en 1993, y para atraer inversores extranjeros, el Estado argentino modificó mediante Ley el Estatuto Social de YPF S.A. para asegurar a los inversores que, cuando el Estado o cualquier otro interesado quisiera hacerse con el

control de YPF S.A. o adquirir un 15% o más de su capital social, sólo podría hacerlo formulando una oferta pública de adquisición (OPA) sobre la totalidad de las acciones de YPF S.A. a un precio justo calculado con arreglo a una fórmula determinada prevista en el propio Estatuto recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF S.A. y publicitado en el folleto informativo que registró entonces YPF ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF S.A. dispone que la participación del Estado argentino en YPF S.A. no se puede computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía, ni tiene derechos de voto, ni económicos.

El Grupo Repsol considera ilegítima las expropiaciones mencionadas y ha venido ejerciendo cuantas acciones legales le corresponden y entiende pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo hasta el momento se destacan las siguientes:

1.- Controversia bajo jurisdicción del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones.

El 10 de mayo de 2012, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. notificaron formalmente a la Presidenta de la República Argentina el inicio del plazo para su resolución amigable al amparo del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones. Desde entonces Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. reiteraron esta petición de conversaciones amistosas previstas en el Tratado, pero la República Argentina se negó en repetidas ocasiones a reunirse con representantes del Grupo Repsol, aduciendo varios pretextos formales.

El 3 de diciembre de 2012, transcurrido el plazo de 6 meses desde que se notificó a la República Argentina la existencia de la controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A., Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el “CIADI”) la solicitud de inicio de un procedimiento de arbitraje contra la República Argentina por violación del citado Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones.

El escrito de solicitud de arbitraje señala, de manera resumida, las cuestiones de hecho y de derecho a ser consideradas. El 18 de diciembre de 2012 el CIADI registró la solicitud de arbitraje. El 11 de julio de 2013 el tribunal de arbitraje fue constituido. El 17 de julio de 2013 Argentina solicitó la recusación de 2 de los 3 miembros del Tribunal de Arbitraje lo que motivó que con fecha 18 de julio de 2013 se suspendiese el procedimiento hasta que las recusaciones fuesen resueltas. El 13 de diciembre de 2013 el Presidente del Consejo de Administración del CIADI ha resuelto rechazar ambas recusaciones y reanudar el procedimiento. Una vez se fije el calendario procesal, las partes deberán presentar sus escritos de alegaciones completos sobre el fondo del asunto. En dichos escritos de alegaciones, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. concretarán las reparaciones y compensaciones a reclamar a la República Argentina, sin perjuicio de la posibilidad de las partes de poner fin al procedimiento en cualquier momento en caso de alcanzarse un acuerdo entre ellas. Asimismo, el tribunal arbitral deberá decidir sobre la solicitud de medidas provisionales presentada por Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. el 24 de julio de 2013 en relación con el acuerdo suscrito entre YPF y Chevron el 16 de julio de 2013 para la explotación de activos petroleros estratégicos localizados en la formación Vaca Muerta.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos legales para reclamar la restitución de las acciones expropiadas y una indemnización adecuada por la República Argentina por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación de las acciones en YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

2.- Demandas por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por éste de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A., e YPF Gas S.A.expropiadas, titularidad del Grupo Repsol.

El 1 de junio de 2012, el Grupo Repsol presentó ante los Tribunales argentinos dos demandas (una en relación con YPF S.A. y otra en relación con YPF Gas S.A.) solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley N° 26.741 (“Ley de Expropiación”) y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en forma manifiesta los artículos 14, 16, 17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN N° 530/2012, del Decreto PEN N° 532/2012 y del Decreto PEN N° 732/2012 (conjuntamente, los “Decretos”), y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares que fueron desestimadas. La cuestión será resuelta por la jurisdicción contencioso-administrativa federal.

El Gobierno argentino contestó a la demanda respecto a YPF S.A. el 4 de abril de 2013 y la relativa a YPF Gas S.A. el 21 de agosto de 2013, habiéndose acordado el 20 de septiembre de 2013 la acumulación de ambos expedientes en el Juzgado que examina la acción de Repsol, S.A., continuándose actualmente su tramitación con la fase probatoria.

El Grupo Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Buenos Aires reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF S.A. e YPF Gas S.A.

3.- “Class Action Complaint” ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

El 15 de mayo de 2012 Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la Clase D de YPF S.A., con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la Clase D en los términos del Estatuto de YPF S.A., (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda fue notificada al Estado argentino. Actualmente se está discutiendo si el caso tiene base legal suficiente y si los tribunales estadounidenses pueden enjuiciar el fondo del asunto (“Motion to dismiss”).

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF S.A. no expropiadas.

4.- *Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).*

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiera al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

La demanda fue notificada al Estado argentino. El 6 de septiembre de 2013 el tribunal denegó la "Motion to dismiss" presentada por el Gobierno argentino. La República Argentina ha apelado el fallo del tribunal en segunda instancia.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida por el tribunal.

34.1.2) Otros procedimientos judiciales y de arbitraje

A 31 de diciembre de 2013, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 88 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 23 "*Situación fiscal*" en su apartado "*Otra información con trascendencia fiscal*"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "*Otras provisiones*" en la tabla de la Nota 16.

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales, o arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Como resultado del proceso de expropiación del grupo YPF, los procedimientos descritos a continuación en los estados Unidos de América y Argentina no incluyen procedimientos legales, en los que únicamente YPF S.A. o subsidiarias de YPF fueran partes demandadas.

Argentina

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada) - "Karcz, Miguel Ángel y otra c/ Repsol S.A., YPF S.A.- Estado Nacional/ acción declarativa de certeza"

Un antiguo empleado de YPF S.A. antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF S.A., Repsol y el Estado Nacional solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), ninguna de ambas compañías demandadas debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de

la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de YPF S.A. excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la “Medida Cautelar”) presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF S.A. o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF S.A. llevada a cabo por Repsol o por YPF S.A., salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones. Contra dicha medida cautelar, YPF S.A. y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Adicionalmente, en marzo de 2011, YPF S.A. obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol poseía de YPF S.A. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF S.A., siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social. Con fecha 21 de julio de 2011, el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol, S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad, decisión que, se encuentra firme.

Tras varios incidentes procesales para fijar la competencia judicial, el Juzgado Federal en lo Civil y Comercial n° 9 ha resultado el fuero competente para conocer de este procedimiento, ordenándose en julio de 2013 la remisión del expediente a dicho Juzgado. El 8 de octubre de 2013 el expediente pasó a la Cámara Federal en lo Civil y Comercial donde se encuentra a despacho desde entonces. Por otra parte, con fecha 23 de agosto de 2012 se presentó en este expediente un escrito solicitando la inhibitoria de la competencia de la Jueza titular del Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande a cargo de la causa López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente n°4444) indicado a continuación. El Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso-Administrativo Federal proveyó que no corresponde que el Tribunal se pronuncie sobre este último asunto en tanto no se resuelvan las cuestiones de competencia mencionadas.

Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente n°4444).

Repsol ha tenido conocimiento a través de la notificación del “hecho relevante” publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF S.A. en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS, cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF S.A. vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del “hecho relevante” publicado por YPF S.A. el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF S.A. de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, reemplazándola por otra, de acuerdo a la cual existía una indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que

los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas.

Repsol recurrió la modificación de la medida cautelar y, si bien los recursos de reposición con apelación en subsidio y de queja presentados fueron inicialmente rechazados, el 6 de noviembre de 2013 la Cámara de Apelaciones de Río Grande estimó el recurso extraordinario de inconstitucionalidad interpuesto. Ahora la Corte Suprema Provincial deberá, salvo que resuelva que el recurso está mal concedido, tratar las cuestiones esgrimidas en el recurso interpuesto por Repsol el 14 de junio de 2013 que recoge las razones por las cuales debe dejarse sin efecto la medida cautelar dictada el 20 de mayo de 2012 respecto de la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones de YPF.

Por otra parte, en el expediente López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A sobre amparo- (n° 4440) Repsol fue notificada de la demanda interpuesta con fecha 25 de junio de 2012, contestando a la misma el 28 de agosto de 2012. El 20 de septiembre de 2012 la jueza dispuso rechazar, entre otros, los argumentos de incompetencia y falta de legitimación planteados por Repsol, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 30 de octubre de 2013.

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el periodo 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. En lo que se refiere al periodo 1993 a 1997, la reclamación se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto el proceso de audiencia, y actualmente se está produciendo la prueba. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997, suma que actualizada 18 de agosto de 2012 ascendería según el perito oficial a 387 millones de pesos argentinos (43 millones de euros), todo ello más intereses y costas.

Estados Unidos de América

Litigio del Río Passaic / Bahía de Newark.

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como con la venta por un predecesor de Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”). El predecesor de Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey (“DEP”) y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, “el Estado de Nueva Jersey”) demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo “Repsol”); YPF; YPF Holdings Inc. (“YPFH”); CLH Holdings (“CLHH”); Tierra Solutions, Inc. (“Tierra”); Maxus; así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. (“YPFI”), y a Maxus International Energy Company (“MIEC”) (todos ellos, “Demandados originales”). Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals

localizada en Lister Avenue en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark).

En febrero de 2009 Maxus y Tierra trajeron al proceso, como terceros (“Third Parties”), a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) que podrían tener responsabilidad.

En mayo de 2011 el Tribunal aprobó la “*Case Management Order XVII*” (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado de Nueva Jersey y Occidental presentaron las correspondientes mociones (“*motions for summary judgment*”). Sobre estas mociones el Tribunal falló lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation y Chemicals; (ii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado de Nueva Jersey, en tanto en cuanto el Estado de Nueva Jersey pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio “Aetna” deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina “*collateral estoppel*”; (iii) el Tribunal falló que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de Nueva Jersey de conformidad con la “*Spill Act*” de Nueva Jersey por el mero hecho de ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue y (iv) la Corte falló que Maxus tiene una obligación bajo el “*Stock Purchase Agreement*” de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del “*Spill Act*” derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado de Nueva Jersey y Occidental presentaron nuevas mociones (“*motions for summary judgement*”) contra Maxus. El 23 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable, como cuestión de derecho, como sucesor de “Diamond Shamrock”, aunque, la corte dejó abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de Maxus como sucesor, en caso de que se considere más adelante en el proceso que existen daños punitivos; (ii) el Estado de Nueva Jersey no fue identificado como tercero beneficiario del *Stock Purchase Agreement* de 1986; y (iii) Tierra puede considerarse como *alter ego* de Maxus como cuestión de derecho y, como consecuencia, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* para los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue. La corte declaró que Maxus es “estricta, conjunta y solidariamente responsable” bajo el *Spill Act*.

El 6 de junio de 2013 los Demandados originales (con excepción de Occidental Chemical Corporation) firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, un acuerdo (el “*Settlement Agreement*”) con el Estado de Nueva Jersey, por el que mediante el pago de 130 millones de dólares (65 millones a pagar por Repsol y los otros 65 millones a pagar por YPF/Maxus) obtendrían el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra Repsol, YPF, YPFI, YPFH, CLHH, MIEC, Maxus, y Tierra. Según el acuerdo, el Estado de Nueva Jersey se reserva el derecho a continuar sus acciones contra Occidental Chemical Corporation, que no fue parte del acuerdo. Asimismo, Occidental Chemical Corporation, al no ser parte del acuerdo, mantiene su derecho a continuar con sus demandas contra Repsol y el resto de los Demandados originales (“*Cross Claims*”), quienes mantienen sus derechos de defensa contra Occidental Chemical Corporation. El Settlement Agreement prevé que el acto del juicio para la vista de estas reclamaciones no podrá tener lugar antes de diciembre de 2015. Asimismo, y en virtud del Settlement Agreement, los Demandados originales (salvo Occidental) obtienen ciertas protecciones adicionales frente posibles litigios futuros. El Settlement Agreement ha sido aprobado por la Corte de Nueva Jersey. En enero de 2014, Occidental apeló la resolución judicial por la que se aprobó el citado Settlement Agreement.

Con base en la información disponible a la fecha de los estados financieros y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las

investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

Ecuador

Litigio del pago de los excedentes del GLP al Estado por parte de Duragas, S.A.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) de Ecuador está autorizada a auditar los ingresos, costos y gastos de los operadores de GLP. En sus auditorías a Duragas, S.A. de los ejercicios 2002 a 2012, la ARCH ha determinado que existe un diferencial entre la cantidad de GLP para el mercado de uso doméstico adquirida de EP PETROECUADOR (anteriormente Petrocomercial), empresa pública, único suministrador autorizado de GLP en Ecuador y la cantidad de GLP efectivamente enajenada a ese público por Duragas, S.A. y ha establecido que corresponde reliquidar a favor de EP PETROECUADOR esas cantidades por la diferencia de las tarifas establecidas entre el GLP doméstico y el GLP industrial. Según EP PETROECUADOR, el resultado de esa reliquidación para los ejercicios señalados ascendería a 60 millones de dólares, más intereses y costas por determinar.

Duragas, S.A. ha recurrido en tiempo y forma todos los informes de la ARCH y las liquidaciones, requerimientos y autos de pago derivados de ellos y recibidos de EP PETROECUADOR, invocando argumentos jurídicos formales y materiales (existencia de mermas técnicamente inevitables en los envases, falta de identidad entre el GLP remanente en los envases y las cantidades vendidas en el mercado industrial, etc.), sin que hasta la fecha se haya obtenido ningún pronunciamiento judicial que atienda el fondo del asunto.

Sin embargo, mientras todavía se están sustanciando esos recursos, EP PETROECUADOR ha enablado la vía coactiva para el cobro de las cantidades que reclama respecto a los años 2004-2011 por un importe total de 50 millones de dólares. Pese a que esos procedimientos coactivos se han emitido prescindiendo de los cauces legalmente establecidos y con irregularidades y que dicha circunstancia pueda ser reconocida en alguna de las vías de oposición planteadas por Duragas, S.A., en ellos rige un principio semejante a la regla “*solve et repete*” que determina la obligación de pagar o consignar la cantidad en disputa si se quiere impugnar la reclamación de la que trae causa dicha coactiva. Esto supone que, en tanto se resuelve sobre la validez del informe de la ARCH para cada año respectivo, Duragas, S.A. estará anticipando y soportando el perjuicio económico derivado de hacer frente al pago de la vía coactiva, convirtiéndose de facto más en reclamante (para la devolución de lo consignado) que en reclamado (por lo liquidado en los informes de la ARCH).

34.2) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2013 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros

Compromisos de compra, inversión o gasto	2014	2015	2016	2017	2018	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	8.823	4.992	4.761	4.935	4.631	26.446	54.588
Crudo y otros ⁽¹⁾	3.820	330	281	283	288	140	5.142
Gas natural ⁽²⁾⁽³⁾	5.003	4.662	4.480	4.652	4.343	26.306	49.446
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.849	1.343	935	445	220	1.218	6.010
Prestación de servicios	292	119	87	69	50	180	797
Compromisos de transporte ⁽⁸⁾	134	136	133	136	129	846	1.514
Arrendamientos operativos ⁽⁵⁾	254	192	174	172	149	1.228	2.169
Transporte - Time Charter ⁽⁶⁾	88	87	88	93	85	873	1.314
Arrendamientos operativos ⁽⁷⁾	166	105	86	79	64	355	855
TOTAL ⁽⁹⁾	11.352	6.782	6.090	5.757	5.179	29.918	65.078

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la venta de parte de los activos y negocios de GNL en octubre y diciembre de 2013 (ver Nota 31) aquellos compromisos correspondientes a los activos y negocios objeto de dicha venta no se presentan como compromisos del Grupo en la tabla. Sí que incluyen los compromisos de los activos y negocios que a 31 de diciembre de 2013 se han clasificado como mantenidos para la venta (ver Nota 10) y que han sido vendidos el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37).

- (1) Estos compromisos incluyen los correspondientes al contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex de duración indeterminada, y que a 31 de diciembre de 2013, ascendería a 100.000 barriles al día, y al contrato firmado con Saudi Arabian Oil Company que se renueva anualmente, con un volumen comprometido a 31 de diciembre 2013 de 75.000 barriles al día. Adicionalmente incluye un nuevo contrato firmado con Repsol Sinopec Brasil (sociedad del Grupo participada en un 60% por Repsol) que a 31 de diciembre ascendería a 17.000 barriles día, por la parte correspondiente al Grupo Repsol.
- (2) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de compra de gas natural del Grupo Gas Natural por importe de 30.835 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol de compra de gas en España por importe de 2.824 millones de euros y en Canadá por importe de 5.479 millones de euros. En España incluye el compromiso adquirido en 2013 con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las Refinerías de Repsol por 2 Bcm (millones de metros cúbicos al año). En Canadá incluye el compromiso adquiridos con Shell dentro del acuerdo de venta de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) por el que Shell suministrará GNL a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá) durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.
- (3) Incluye 10.241 millones de euros de compromisos de compra de gas natural en Perú y Trinidad y Tobago de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. sociedad clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2013 y que se ha vendido el 1 de enero de 2014.
- (4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Venezuela y Brasil por importe de 1.761 y 767 millones de euros respectivamente.
- (5) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2013 y 2012, ascienden a 467 y 523 millones de euros, respectivamente.
- (6) Repsol, al 31 de diciembre de 2013, dispone de 33 buques tanque en régimen de “time charter”, cinco de ellos a través de Gas Natural Fenosa, para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del periodo 2014 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 88 millones de euros para el ejercicio 2014 (ver Nota 21).
- (7) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 54 millones de euros en el ejercicio 2014. Adicionalmente recoge compromisos de arrendamientos que están garantizados por Repsol, S.A. en su filial Guará, B.V. (ver Nota 34.3).
- (8) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de transporte de gas natural del Grupo Gas Natural por importe de 951 millones de euros, así como los compromisos del Grupo Repsol por los compromisos de transporte de crudo y gas natural en Perú, Brasil y Ecuador por importe de 561 millones de euros.
- (9) Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 3.257 millones.

A 31 de diciembre de 2013 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

<i>Millones de euros</i>							
Compromisos de venta o ingreso	2014	2015	2016	2017	2018	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	10.337	3.242	2.249	2.195	2.234	21.335	41.592
Crudo y otros	7.688	949	449	276	207	523	10.092
Gas natural ^{(1) (2)}	2.649	2.293	1.800	1.919	2.027	20.812	31.500
Compromisos de transporte	2	2	2	1	-	2	9
Prestación de servicios	624	577	537	493	468	2.035	4.734
Arrendamientos	166	120	140	134	130	977	1.667
TOTAL ⁽³⁾	11.129	3.941	2.928	2.823	2.832	24.349	48.002

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la venta de parte de los activos y negocios de GNL en octubre y diciembre de 2013 (ver Nota 31) aquellos compromisos correspondientes a los activos y negocios objeto de venta no se presentan como compromisos del Grupo en la tabla. Sí que incluyen los compromisos de los activos y negocios que a 31 de diciembre de 2013 se clasificaba como mantenidos para la venta (ver Nota 10) y que han sido vendidos el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37).

- (1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural de acuerdo con el contrato con PDVSA que establece la obligación recíproca de entrega y adquisición de aproximadamente 2.509.454 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 9.288 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de venta de gas natural del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 6.365 millones de euros.
- (2) Incluye 9.895 millones de euros de los compromisos de venta de gas natural en Méjico y en España por importe de la sociedad Respsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2013 y que se ha vendido el 1 de enero de 2014. Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 1.394 millones.

34.3) Garantías

A 31 de diciembre de 2013 las compañías del Grupo Repsol han garantizado obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías participadas por el Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen las garantías vivas de importe significativo:

- Como consecuencia del desarrollo del campo BMS-9 de Repsol Sinopec Brasil (RSB) sociedad participada en un 60% por Repsol, S.A., RSB asumió la responsabilidad por el 25% de las obligaciones contractuales de Guara B.V. en el alquiler de tres plataformas flotantes de producción. El 25% de responsabilidad asumida por RSB se corresponde con su participación del 25% en Guará B.V. Estas obligaciones fueron garantizadas con tres garantías que se describen a continuación.

Una primera garantía, de Repsol S.A por importe de 790 millones de dólares por una de las plataformas, que cubre el 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V. A su vez, China Petrochemical, sociedad del grupo Sinopec que coparticipa con Repsol, S.A. en el 40% de RSB, emitió a favor de Repsol S.A. una contragarantía por importe de 316 millones de dólares, importe que se corresponde con su participación del 40% en RSB, con lo que se reparte la exposición de ambos grupos a su porcentaje accionario en esta sociedad. Dos garantías adicionales, una otorgada por Repsol S.A. y otra por Repsol Sinopec Brasil, por importes de 576 y 545 millones de dólares respectivamente, son contingentes al cumplimiento por el proveedor de futuras obligaciones contractuales y al consiguiente devengo de obligaciones de pago por parte de Guara B.V., en relación al alquiler de las dos plataformas flotantes, devengos que se estima que se producirán a partir de julio de 2014 y del cuarto trimestre de 2016 respectivamente. Los importes garantizados cubrirían el 60% del 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V., porcentaje que se corresponde con la indicada participación indirecta del Grupo Repsol en esta sociedad.

Los importes correspondientes a las obligaciones de pago garantizado por el alquiler de las tres plataformas están ya recogidos en la tabla de compromisos por arrendamientos de la Nota 34.2. Todas las garantías otorgadas, son por importes máximos que disminuyen anualmente en función de la vida del contrato de arrendamiento de las plataformas, que tienen una duración de veinte años.

- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 15 millones de dólares (11 millones de euros) así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 15 millones de dólares (11 millones de euros). El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.

Adicionalmente el Grupo Repsol, y fundamentalmente a través de su matriz, Repsol, S.A., otorga otro tipo de garantías y compromisos de indemnizar, principalmente, en relación con la venta de activos, eventuales responsabilidades por las actividades y operaciones del Grupo en todos sus negocios, incluidos los de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de las operaciones del Grupo Repsol y la práctica general de la industria.

En relación a las garantías asociadas a los activos y negocios que fueron objeto de venta en el

marco del acuerdo de venta con Shell, véase Nota 31.

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute (API) a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo.

En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “*fin de línea*” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

35.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2013			2012 ⁽¹⁾		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	420	242	178	403	231	172
Gestión del agua	480	312	168	476	304	172
Calidad de productos	1.488	777	711	1.452	724	728
Suelos y abandonos	154	76	78	96	37	59
Ahorro y eficiencia energética	636	229	407	589	204	385
Gestión de residuos	31	14	17	30	14	16
Contingencias y derrames	31	2	29	19	1	18
Otros	195	109	86	179	101	78
	3.435	1.761	1.674	3.244	1.616	1.628

⁽¹⁾ NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los costes netos de activos ambientales correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

El coste incluye 246 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2013 y 202 millones de euros a 31 de diciembre de 2012.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2013 destacan, las destinadas a la mejora en los sistemas contingencias y prevención de derrames, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones a la atmósfera, el ahorro de energía y al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante en suelos y terrenos.

Como inversiones singulares en 2013, cabe mencionar la continuación de dos importantes proyectos: el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona, con una inversión ambiental de 11 millones de euros en este año, y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con cerca de 36 millones de euros.

Adicionalmente, destacan las destinadas a mejorar la eficiencia energética en las refinerías de Tarragona y La Coruña con inversiones superiores a los 16 y 3 millones de euros respectivamente.

En 2013 y 2012, los costes ambientales incluyen las inversiones ambientales realizadas a través de Gas Natural Fenosa por importe de 11 y 14 millones de euros, respectivamente (importes teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo Gas Natural Fenosa).

35.2) Provisiones Ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe “*Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes de Medio Ambiente*” (ver Nota 16).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	51	255
Dotaciones con cargo a resultados	9	13
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(8)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	(49)	-
Movimientos operaciones interrumpidas ⁽¹⁾⁽²⁾	50	(16)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽³⁾	-	(191)
Saldo al cierre del ejercicio	54	51

⁽¹⁾ El acuerdo firmado en el mes de junio de 2013 con el estado de Nueva Jersey en relación a las contingencias medioambientales, de una filial de YPF S.A., sociedad actualmente en proceso de expropiación y cuyas operaciones fueron clasificadas como operaciones interrumpidas en 2012 (véase Nota 4), en el Río Passaic y Bahía de Newark (Ver Nota 34.1) ha supuesto una dotación de una provisión por importe de 50 millones de euros que en diciembre 2013 fue reclasificada a *Otros acreedores*, previamente a su desembolso que tuvo lugar el 7 de febrero de 2014.

⁽²⁾ En 2012 incluye los movimientos correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo.

⁽³⁾ En 2012 este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 4 “*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.*”.

Adicionalmente, la “*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “*Provisión por Desmantelamiento de Campos*” cuyos saldos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascienden a 579 y 614 millones de euros respectivamente (ver Nota 16).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2013 y 2012 han ascendido a 164 y 202 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “*Aprovisionamientos*” y “*Otros gastos de explotación*”. Estos gastos incluyen 71 y 112 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2013 y 2012 respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2013 y 2012 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 25 y 26 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 17 y 15 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 17 y 14 millones de euros, respectivamente y la remediación de suelos y abandonos por importe de 8 y 6 millones de euros, respectivamente.

35.4) Marco Aplicable

Entre los requerimientos legislativos de aplicación en la compañía, destacan:

- Directiva 2013/30/UE de seguridad en plataformas *offshore*.
- Directiva 2010/75/UE de emisiones industriales.
- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/30/CE sobre las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo.

35.5) Emisiones de CO₂

Durante los ejercicios 2013 y 2012 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 9 y 19 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 60 y 132 millones de euros. En 2014, segundo año de la Fase III, la estimación de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión, sin incluir la correspondiente a Gas Natural Fenosa, es de 9 millones de toneladas de CO₂.

En el ejercicio 2013 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 16 millones de euros, que se ha visto compensada casi en su totalidad por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. En el ejercicio 2012 se produjo una depreciación del valor de los derechos de emisión por valor de 8 millones de euros.

El resultado neto por la gestión de CO₂ ha ascendido a un gasto de 56 millones de euros en 2013. En 2012 se registró un ingreso de 6 millones de euros. En los ejercicios 2013 y 2012 se ha realizado una gestión activa de la posición generada por la diferencia entre la asignación a través del Plan Nacional de los últimos ejercicios y las emisiones anuales realizadas por el Grupo.

A partir de 2013, a las instalaciones de Repsol les corresponde una nueva asignación de derechos por el inicio de la Fase III (2013-2020), una vez finalizada la Fase II (2008-2012) en 2012, la cual se estima que será menor en su cantidad anual que en la Fase II y que irá disminuyendo con el tiempo. Repsol ha ido anticipando esta menor asignación gratuita para la Fase III y ha tomado medidas para mitigar su futuro coste.

Por otro lado, la Compañía ha adquirido, tanto en ejercicios anteriores como en 2013, créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Adicionalmente, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO₂ con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III. Durante 2013 la compañía no ha adquirido nuevos compromisos a largo plazo.

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2013, el importe de los honorarios aprobados por trabajos de auditoría realizados por Deloitte en Repsol, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 4,9 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios aprobados para servicios profesionales relacionados con la

auditoría y por otros servicios han ascendido a 1,3 y 1,0 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(37) HECHOS POSTERIORES

- El 1 de enero de 2014 se completó la última transacción relacionada con los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) con la venta de la sociedad Repsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL, a Shell por importe de 730 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*” (ver Nota 10). Esta operación ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros (este importe incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, que ascendían a 3 millones de euros) reconocida en los estados financieros del ejercicio 2014.

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	236
Otros activos corrientes	210
Activo no corriente	1.111
TOTAL ACTIVO	1.557
Intereses minoritarios	
Pasivo corriente	1.172
Pasivo no corriente	284
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	1.456
ACTIVOS NETOS	101

- Repsol ha acordado con Enagás la venta de su participación del 10% en el gasoducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP), que a 31 de diciembre de 2013 estaba registrada como mantenida para la venta (ver nota 10), por aproximadamente 219 millones de dólares. La transacción generará una plusvalía neta estimada de 75 millones de dólares aproximadamente.

Acuerdo con Argentina

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó el 25 de febrero de 2014 la firma de un acuerdo con la República Argentina, denominado Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el “Convenio”), con el que se pretende poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El documento se formalizará, de una parte, por Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. y, de otra, por la República Argentina.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconoce una deuda, en firme, a Repsol por la suma de CINCO MIL MILLONES DE DÓLARES (USD 5.000.000.000,00) a título de indemnización por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF S.A. y 89.755.383 acciones Clase A de YPF Gas S.A. (las “Acciones Expropiadas”) y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la “Compensación”), el cual incluye el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas y la renuncia recíproca a nuevas reclamaciones, junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarán el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina

entregará a Repsol títulos de deuda pública de la República Argentina en dólares (los “Títulos Públicos”). Los Títulos Públicos se entregan a Repsol “*pro solvendo*”, es decir, que la República Argentina no quedará liberada de su obligación de pago con la sola entrega de los Títulos Públicos a Repsol sino cuando ésta cobre el importe total de la Compensación, sea mediante la enajenación de los Títulos Públicos o mediante el cobro de las amortizaciones de capital de dichos bonos a sus respectivos vencimientos. Repsol tiene derecho a percibir los intereses que vayan devengando los Títulos Públicos que permanezcan en su poder.

El Convenio también incluye y regula el desistimiento por ambas partes de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas por ellas y sus dependientes en relación con la expropiación y la preservación de los activos expropiados, así como la renuncia a los derechos a reclamar o exigir responsabilidades en un futuro por la expropiación y por la gestión de Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

La eficacia del Convenio queda sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas: (i) la ratificación del Convenio por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A.; (ii) la aprobación del Convenio, de manera plena e incondicionada, mediante una ley especial sancionada por el Congreso de la Nación Argentina; (iii) la remoción de determinadas medidas cautelares que pesan sobre la Compensación y las acciones remanentes de Repsol en YPF e YPF Gas (la participación que mantendrá tras la efectividad del Convenio); (iv) que no se produzca ninguna medida disruptiva (embargos o medias que impidan o limiten a Repsol el cobro de la Compensación y/o de los Títulos Públicos, según se definen en el Convenio) antes del cierre; (v) que no se produzca antes del cierre ningún cambio material adverso (decisión unilateral de Argentina que implique una alteración o incumplimiento de la deuda soberana argentina emitida después del 13/12/2001), y (vi) que, al cierre, no resulte jurídicamente imposible en la República Argentina proceder al cierre y/o al cumplimiento del Convenio.

Los Títulos Públicos a entregar por la República Argentina a Repsol constarán de:

- 1) Una cartera fija, con un valor nominal de 5.000 millones de dólares, compuesto por:
 - Bonar X: 500 millones de dólares.
 - Discount 33: 1.250 millones de dólares (Dicho bono incorpora, adicionalmente, intereses devengados capitalizados, por valor de 500 millones de dólares).
 - Bonar 2024: 3.250 millones de dólares.

- 2) Una cartera complementaria, por un importe nominal máximo de 1.000 millones de dólares, compuesto por:
 - Boden 2015: 400 millones de dólares.
 - Bonar X: 300 millones de dólares.
 - Bonar 2024: 300 millones de dólares.

La entrega de esta cartera complementaria de bonos se ajustará de manera que el valor de mercado de todos los bonos argentinos entregados a Repsol ascienda, al menos, a 4.670 millones de dólares y hasta 6.000 millones de dólares de valor nominal. El valor de mercado se calculará tomando como referencia las cotizaciones recibidas de las entidades financieras internacionales predeterminadas en el Convenio. El orden de entrega de los bonos complementarios será el antes citado, de manera que Repsol recibiría primero los bonos de vencimiento más próximo, hasta los límites indicados para cada uno de ellos.

Adicionalmente, la República Argentina constituirá a favor de Repsol una garantía específica adicional que asegure la percepción de los tres primeros pagos semestrales de intereses del BONAR 2024. Dicha garantía será del Banco de la Nación Argentina, cubrirá una suma de 150.000.000,00 USD y tendrá una vigencia de 18 meses.

El cierre del Convenio se producirá con el depósito de los Títulos Públicos a favor de Repsol en una entidad internacional de compensación y liquidación de valores financieros. Repsol podrá enajenar dichos bonos libremente. Repsol no podrá en ningún caso, sea por el cobro del importe de las amortizaciones de capital de los Títulos Públicos y/o por su enajenación (descontados gastos e intereses) recibir un monto mayor de USD 5.000.000.000. Se excluyen de este límite los intereses que pueda percibir Repsol por los Títulos Públicos de que sea titular.

El Convenio regula en detalle, entre otras materias, las protecciones jurídicas de Repsol para los supuestos de incumplimiento por parte de la República Argentina de sus compromisos de pago de la Compensación y/o de los Títulos Públicos en los términos estipulados (“Reestructuración”) o de otros incumplimientos, y para los supuestos en que ocurran medidas disruptivas del pago o pagos comprometidos.

Entre las protecciones de Repsol para el caso de incumplimiento de obligaciones de pago, se establecen (i) la aceleración (vencimiento anticipado del pago y su exigibilidad en efectivo) del importe de la Compensación pendiente de cobro por Repsol; (ii) el devengo intereses de demora (transcurrido el periodo de subsanación de 30 días y hasta su efectivo pago, la suma adeudada devengará un interés anual del 8,75%, más un interés moratorio del 1,75%), y (iii) el derecho de retención de Repsol sobre los Títulos Públicos, con la facultad de disponer de los mismos hasta que se liquide la deuda.

La República Argentina declara y garantiza a Repsol que (i) la Compensación, dado su carácter de indemnización expropiatoria, y los Títulos Públicos no podrán ser objeto de reestructuración o de cualquier medida que implique la cesación de pagos, la consolidación, la conversión a, o el pago en, otra divisa distinta del dólar o la modificación de todas o algunas de sus condiciones, por lo que, en caso contrario, la República Argentina se compromete a mantener indemne a Repsol, y (ii) que los derechos de Repsol emergentes del Convenio gozan de la protección del tratado bilateral de inversión suscrito entre España y Argentina (el “APPRI”), en especial que los derechos de Repsol que deriven de los Títulos Públicos y/o la Compensación constituyen una “inversión” a efectos del APPRI.

Las discrepancias que pudieran surgir con relación al Convenio estarán sujetas, de forma exclusiva, a arbitraje internacional de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI” o “UNCITRAL”), una de las opciones previstas en el APPRI para la resolución de controversias entre una parte y los inversores de la otra parte.

Simultáneamente con la formalización del Convenio, está prevista la firma de un acuerdo entre Repsol, S.A., de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A. de otro, por el que –principalmente- se acuerda entre las partes el desistimiento de acciones judiciales, así como renunciaciones e indemnidades mutuas entre Repsol, S.A. e YPF S.A. e YPF Gas S.A.

ANEXO I: Principales sociedades que configuraron el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2011:

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2013		Diciembre 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Millones de Euros	Capital Social (3)
Abastecimientos e Servicios de Aviación, Ltd.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	-	-
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	99,00	99,00	-	-
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	IP	6,00	10,00	322	-
Air Milla España, S.A. (4)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,78	26,67	7	-
Adabus Oil Operations, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.A.L.L. (5)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Algenery, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	IP	20,02	20,02	2	-
AR Oil & Gas, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	IP	49,01	49,01	453	-
Arche y García, S.L.	España	Instalación y Exploración de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
Asfahor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	-	-
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	IP	49,99	50,00	24	9
Beairste Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	-	-
Benztrp-Vall, S.L.	España	Instalación y Exploración de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	IP	30,00	30,00	780	128
BPR Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	IP	30,00	30,00	128	928
C.L.H. Aviación, S.A.	Portugal	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	70	21
Caigaste - Geaao de Areas de Servicio, Ltda.	Paraguay	Exploración y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	-	-
Cello Holdings, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Campa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Exploración y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	41	8
Camport LNG Limited Partnership (4)	Canadá	Regasificación de GNL	IP	75,00	75,00	77	134
Carbobo Ingeniería y Construcciones, S.A.	Venezuela	Otras actividades	P.E.	27,50	27,50	-	-
Carbon Black Española, S.A.	España	Sociedad Inactiva	I.G.	100,00	100,00	20	-
Cardon IV, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	-
Caveant, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	IP	50,00	50,00	238	1
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	56	-
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	7	2
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Instalación y Exploración de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	91,84	95,00	3	1
CSC Eurotek - Yugra	España	Remolcadores	I.G.	99,19	100,00	6	-
Disribuidora Andaluza Oriental, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	166	84
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	2	1
Dubai Marine Assets, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de carburantes	I.G.	82,17	85,00	-	-
Duragas, S.A.	Equador	Exploración y producción de hidrocarburos	IP	50,00	50,00	1	-
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	20	11
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	IP	50,01	50,01	31	17
Dynasol Gestión, S.A.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	49,99	49,99	90	38
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	12	4
Empresa Petrolera Masas Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	447	60
Empresa Gas Limited	Arabia Saudí	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	30,00	30,00	(3)	2
Estación de Servicio El Robledo, S.L.	España	Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.G.	92,80	96,00	3	1
Euro 24, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolífero.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Gas Natural SDG, S.A. (7)	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	30,00	30,00	1	-
Gas Natural West Africa S.L.	España	Tendidos, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	IP	30,00	30,00	12.112	1.001
Gastream México, S.A. de C.V.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IP	72,00	100,00	(3)	7
Gaviña RE, S.A.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	23	14
General Química, S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	23	14
Gestión y Administración de Postos de Abastecimiento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Fabricación y venta de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	8	3
Greenstone Assurance, Ltd.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	-
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Islas Bermudas	Gestión de Estaciones de Servicio	IP	48,34	50,00	49	39
Guard, B.V.	Perú	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	18	-
HBI, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	-
Hitek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	401	-
Hitek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y explotación de pantos de recarga de vehículos eléctricos	IP	50,00	50,00	10	12
Husol Agrícola S.A.P.I. de C.V.	España	Implantación y operación de un sistema de car-sharing eléctrico.	IP	50,00	100,00	-	-
Husol S.A.P.I. de C.V.	México	Desarrollo de energía eólica en el mar.	IP	51,00	51,00	1	2
MC Alep, Llc. (5)	Rusia	Sociedad de cartera	IP	50,00	100,00	(5)	6
Money Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Sociedad de cartera	IP	50,00	50,00	2	11
Neol Biosolutions, S.A.	España	Servicios de gestión de empresas de Joint Venture (Management company of Joint Venture)	IP	49,01	100,00	-	-
Norolt, S.A.	España	Desarrollo de energía eólica en el mar	IP	33,36	33,36	10	11
Occidental de Colombia LLC (4)	España	Generación de productos naturales de nuevos compuestos bioactivos.	I.G.	50,00	50,00	7	4
OBS-C Eurotek	Estados Unidos	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	2
Oleoducto de Cruces Pesados Ecuador, S.A. (4)	Estados Unidos	Participación en activos exploratorios y productivos en Colombia.	IP	25,00	25,00	134	80
Oleoducto de Cruces Pesados, Ltd.	Rusia	Otras actividades	IP	49,01	100,00	14	6
Oleoducto Transandino Chile, S.A.	Equador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	95	42
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Chile	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	149	76
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto.	P.E.	17,79	17,79	8	7
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Chile	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	IP	46,81	46,81	3	2
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,70	44,70	110	55
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	171	-
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Venezuela	Construcción y explotación de una refinería de petróleo y actividades con ello relacionada.	I.G.	85,98	85,98	753	121
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	IP	40,00	100,00	1.552	4
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	17
Oleoducto Transandino Energía, S.A.	Reino Unido	Producción de electricidad	IP	33,61	100,00	-	-

Principle Power Portugal Unipessoal, Lda. (5)	Portugal	Producción de electricidad	IP.	33.61	100,00	-	-
Principle Power, Inc. (6) <td>Estados Unidos</td> <td>Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad</td> <td>IP.</td> <td>33.61</td> <td>35.61</td> <td>5</td> <td>-</td>	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	IP.	33.61	35.61	5	-
Quintec Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	IP.	60,00	60,00	248	-
Reinera La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de todo tipo de hidrocarburos.	IG.	51,03	51,03	366	227
Repsol - Produção de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Angola 22, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	4	19
Repsol Angola 35, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	31	43
Repsol Angola 37, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	50	54
Repsol Armba, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	IG.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	IG.	100,00	100,00	1,168	206
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	IG.	100,00	100,00	202	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	IG.	100,00	100,00	3	4
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	IG.	100,00	100,00	735	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	IG.	100,00	100,00	2	-
Repsol Chile, S.A.	Chile	Inactiva	IG.	99.99	99.99	15	11
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	IG.	96.67	96.67	958	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	IG.	51,03	100,00	80	59
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	IG.	100,00	100,00	41	-
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(20)	2
Repsol E & P Bolivia, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	IG.	100,00	100,00	(10)	-
Repsol E & P Canadá, Ltd.	Bolivia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	IG.	96.67	100,00	(10)	-
Repsol E & P Flinca, Ltd.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	443	132
Repsol E & P Flinca, L.L.C.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	10	49
Repsol E & P T & T Limited	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	99.99	100,00	(1)	-
Repsol E & P USA, Inc.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	127	26
Repsol Ecuador, S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	3,024	2,491
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	130	5
Repsol Energy Canada, Ltd.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	IG.	100,00	100,00	4	-
Repsol Energy North America Corporation	Canadá	Comercialización de GNL	IG.	100,00	100,00	(41.3)	579
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Estados Unidos	Comercialización de GNL	IG.	100,00	100,00	60	21
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	13	4
Repsol Exploración Centrawest I, B.V. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(2)	2
Repsol Exploración Centrawest II, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Centrawest III, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	1	7
Repsol Exploración Centrawest IV, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(9)	2
Repsol Exploración East Bulu, B.V.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Gharb, S.A. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Gornalmo, B.V. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(4)	-
Repsol Exploración Guyana, S.A. (6)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Exploración Karabasky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	252	258
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Exploración Liberia, B.V. (6)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(43)	1
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	33	17
Repsol Exploración Mirzap, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	400	8
Repsol Exploración Nimir, B.V. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Peril, S.A.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	243	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(1)	2
Repsol Exploración Sierra Leone, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(24)	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Exploración Togo, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	IG.	100,00	100,00	152	334
Repsol Exploración, S.A. (6)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	2,117	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Swiza	Otras actividades	IG.	100,00	100,00	1	-
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	50	-
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	41	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	IG.	99.85	100,00	-	-
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	IG.	99.86	99.86	60	36
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	IG.	100,00	100,00	25	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera	IG.	100,00	100,00	(48)	347
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	IG.	100,00	100,00	1,879	301
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Financiera	IG.	100,00	100,00	-	-
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	500	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	IG.	100,00	100,00	63	2
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	(7)	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	IG.	100,00	100,00	15	14
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	IG.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	IG.	100,00	100,00	39	75
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	IG.	99.97	100,00	14	5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	IG.	100,00	100,00	(28)	-
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	IG.	100,00	100,00	12	3
Repsol Marec, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	99.96	99.96	1	1
Repsol Medication, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Comercialización de Seguros	IG.	96.67	100,00	2	-
Repsol Moray Frith, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	IG.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Financiera	IG.	100,00	100,00	(32)	-

Repsol New Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	100,00	2	100,00	2
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	100,00	17	100,00	13
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	100,00	(16)	100,00	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de catering	100,00	32	100,00	-
Repsol Oriflone E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	10	100,00	25
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	(22)	100,00	-
Repsol Overze Financien, B.V.	Holanda	Sociedad de catering	100,00	645	100,00	129
Repsol Perú, B.V.	Holanda	Sociedad de catering	100,00	172	100,00	152
Repsol Petróleos, S.A.	Holanda	Refino	99,97	1.768	99,97	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	100,00	65	100,00	65
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	100,00	491	100,00	222
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	100,00	29	100,00	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	27	100,00	33
Repsol Simpec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de catering	60,01	4.397	100,00	4.066
Repsol Simpec Brasil, S.A.	Brasil	Exploración y comercialización de hidrocarburos	60,01	6.391	60,01	5.764
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	100,00	303	100,00	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	100,00	(1)	100,00	-
Repsol Trading, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	100,00	123	100,00	-
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	100,00	8	100,00	8
Repsol USA Holdings Corporation ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	2.967	100,00	2.662
Repsol Venezuela, S.A. ⁽⁴⁾	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	172	100,00	-
Repsol YPF Trading y Transportes Shingpur, Ltd.	Islas Caimán	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	-	100,00	2
San Andrés Park, S.L. ⁽⁵⁾	España	Inactiva	96,67	-	100,00	-
Suoco	Rusia	Estación de Servicio para el suministro y venta de carburantes, combustibles y lubricantes.	49,01	141	100,00	-
SC Repsol Baiçoi, S.R.L. ⁽⁵⁾	Rumanía	Exploración y producción de crudo	100,00	-	100,00	-
SC Repsol Rieti, S.R.L. ⁽⁵⁾	Rumanía	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	-	100,00	-
SC Repsol Targoviste, S.R.L. ⁽⁵⁾	Rumanía	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	-	100,00	-
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L. ⁽⁵⁾	Rumanía	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	-	100,00	-
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L. ⁽⁵⁾	Rumanía	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	-	100,00	-
Servicios Administrativos, Cuena de Burgos, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	100,00	-	100,00	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	100,00	-	100,00	-
Servicios de Seguridad Manzanosas, S.A.	España	Seguridad	99,98	-	100,00	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	49,29	12	50,00	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	España	Otras actividades	100,00	1	100,00	1
SKSOL Lite Base Oils, S.A.	Perú	Desarrollo y producción de bases lubricantes	29,99	31	30,00	31
Sociedade Aproveedora de Aeronaves, Lda.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	25,00	-	25,00	-
Sociedade Aproveadora de Armazenagem de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	25,07	5	25,07	1
Societat Catalana de Petrolis, S.L.	Portugal	Comercialización de GLP	43,69	6	45,00	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	100,00	(1)	100,00	(1)
Soltech, S.A.	España	Comercialización de GLP	96,67	38	100,00	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	100,00	1	100,00	-
Teccontrol y Gestión Integral, S.L.	Portugal	Comercialización de GLP	100,00	32	100,00	4
Terminales Canarias, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	48,34	25	50,00	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	100,00	1	100,00	1
TNO (Tafelwoudschap)	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	34,30	110	99,54	-
Tocado Internacional, B.V. ⁽⁶⁾	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	20,34	1	20,34	-
Transierra, S.A.	Holanda	Otras actividades	21,77	292	44,50	67
Transportadora de Gas de Perú, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	10,00	178	22,38	80
Transportadora Sulbrasilera de Gas, S.A.	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	25,00	10	25,00	10
Transportadora Sulbrasilera de Gas, S.A.	Brasil	Comercialización y explotación de un gasoducto	100,00	6	100,00	6
Transporte Empreendimentos e Participações, Lda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	100,00	1	100,00	1
Via Red Fronteira y Distribuição, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	23,73	11	70,62	11
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de tecnología Windplus para generación eólica offshore flotante	48,92	1.023	48,92	146
YPFB Andina, S.A. ⁽⁶⁾	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	25,00	-	25,00	-
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	25,00	(12)	25,00	-

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(2) Corresponde al grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.porttal.gasnatural.com)

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2012), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas

(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2013.

(6) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2013.

(7) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.porttal.gasnatural.com)

(8) Esta sociedad cuenta con un sucesor domiciliada en Liberia.

(9) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

(10) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, L.T.D., sociedad domiciliada en las Islas Caimán

(11) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(2) Corresponde al grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.porttal.gasnatural.com)

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2012), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas

(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2013.

(6) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2013.

(7) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.porttal.gasnatural.com)

(8) Esta sociedad cuenta con un sucesor domiciliada en Liberia.

(9) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

(10) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, L.T.D., sociedad domiciliada en las Islas Caimán

ANEXO B: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación ⁽¹⁾	31.12.13		31.12.12	
						Participación Patrimonial	% de Participación Control	Participación Patrimonial	% de Participación Control
Trinidad LNG Refinaria, S.A.	Holanda	Repsol Refinaria, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por adquisición	ene-13	P.E.	20,34%	20,34%	-	-
Tecofield Internacional B.V.	Rusia	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	ene-13	P.E.	49,01%	49,01%	100%	100%
Entrack	Rusia	AR Oil & Gas BV	Cambio en el método de consolidación	feb-13	I.P.	-	49%	100%	100%
MG ALREP, Llc.	México	AR Oil & Gas BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-13	I.P.	-	49,01%	100%	-
Kunsool Servicios, S.A. de C.V.	España	Kunsool S.A. P.L de C.V.	Baja en el perímetro de consolidación por absorción	feb-13	I.G.	100%	-	49,99%	99,98%
Repsol Exploración Ghrb, S.A.	EEUU	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	mar-13	I.G.	33,606%	33,606%	-	-
Principle Power Inc.	Portugal	Principle Power Inc.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power Inc.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	mar-13	I.P.	23,72%	33,606%	-	-
Wynnefield Energy Services, S.A.	España	Wynnefield Energy Services, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-13	I.P.	100%	7,00%	30,95%	30,95%
Repsol Exploración Gueyana, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jun-13	I.G.	100%	100%	-	-
Air Miles España, S.A.	Rumanía	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Modificación en el porcentaje de participación	jun-13	P.E.	25,78%	26,67%	21,75%	22,50%
SC Repsol Targui Jiu SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-
SC Repsol Bacoil SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-
SC Repsol Targoviste SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-
SC Repsol Piestri SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-
Repsol Exploración Centinawash I, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-
Repsol Exploración Gronaudo, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	20,010%	20,010%	-	-
Algeenergy	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Modificación en el porcentaje de participación	jul-13	I.P.	96,67%	100%	20,01%	20,01%
Sun-Andean Park, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	sep-13	I.G.	-	-	-	-
Bahia Bizkaia Electricidad, S.L.	Luxemburgo	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	oct-13	-	100%	100%	25,00%	25,00%
Altavos S.a.R.L.	España	Repsol, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	nov-13	I.G.	-	-	65,00%	100%
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	EEUU	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	20,00%	20,00%
Pearl LNG Company Llc.	Perú	LNG Shipping Operator Services Nederland, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	20,00%	20,00%
Atlante 1 Holdings, Llc.	Estados Unidos	LNG Shipping Operator Services Nederland, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	20,00%	20,00%
Atlante 2/3 Holdings Llc.	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	20,00%	20,00%
Atlante 4 Holdings Llc.	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	25,00%	25,00%
Atlante LNG 2/3 Company of Trinidad&Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	22,22%	22,22%
Atlante LNG 4 Company of Trinidad&Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	25,00%	100%
Atlante LNG Co. of Trinidad&Tobago	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	22,22%	100%
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	20,00%	100%
Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Holanda	Netherlands ALNG Holding Company, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	100%	100%
LNG Shipping operator services nederland B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	100%	100%
Netherlands ALNG Holding Company B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	100%	100%

Sociedades del Grupo Gas Natural (varías)

(1) Sociedades del perímetro de la operación con Shell por la venta de los activos y negativos de GNL. Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. es consideradamente a RP (ver Nota 31).

(2) En el ejercicio 2013 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de participaciones en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

(3) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

(4) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issauouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	OMV Offshore	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondon (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	PETROBRAS	Exploración
Catleya	50,00%	ECOPETROL	Exploración
Tayrona	30,00%	PETROBRAS	Exploración
RC11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	PETROBRAS	Abandono
Orquidea	40,00%	HOCOL	Abandono
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol YPF Cuba S.A	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo (6)	100,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Boquerón (6)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Casablanca (6)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II (5)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I (5)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca (5)	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares (5)	66,70%	Endesa Generación S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Montanazo (6)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Morcín - 1 (5)	20,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Rodaballo (6)	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Villaviciosa (5)	70,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploración Cendrawasih II B.V.	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Piramagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	E&P
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración

Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y Producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache (6)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameljoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumania			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 5 Baicoi	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 6 Targoviste	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

(2) Operaciones o activos gestionados a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.

(3) Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

(4) Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

(5) Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,001%.

(6) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,001%.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Gassi-Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo ⁽²⁾	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil ⁽³⁾			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha ⁽⁴⁾	70,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC11	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Abandono
Guadal	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
Cravo Norte	22,50%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Chipirón	35,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Rondon	25,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo ⁽⁵⁾	100,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón ⁽⁶⁾	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca ⁽⁶⁾	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón ⁽⁶⁾	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II ⁽⁵⁾	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I ⁽⁵⁾	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocarbónico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca ⁽⁵⁾	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares ⁽⁵⁾	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo ⁽⁶⁾	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Morcín - 1 ⁽⁵⁾	20,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo ⁽⁶⁾	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Villaviciosa ⁽⁵⁾	70,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Guinea Ecuator.			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea SA	Exploración
Indonesia			
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y producción
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y producción

Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limite	Exploración y producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limite	Exploración y producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Bloque 16	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Bloque 17	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq, S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción
Marruecos			
Tanger Larrache ⁽⁶⁾	88,00%	Repsol Exploración Marruecos, S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploracion, S.A.	Exploracion
TA10	70,00%	Repsol Exploracion	Exploracion
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del P	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Portugal			
Peniche	90,00%	Repsol Exploración, S.A.	Exploración
Algarve	15,00%	Petrobras	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

⁽²⁾ Operaciones o activos gestionados a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%

⁽³⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%

⁽⁴⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%

⁽⁵⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

⁽⁶⁾ Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

ANEXO III: MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 2 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") que se constituye como un "macro-organismo" que asume las funciones específicas de supervisión y control de los mercados regulados supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales, entre ellas la Comisión Nacional de Energía. Integra igualmente a la Comisión Nacional de la Competencia.

La citada Ley 3/2013, de creación de la CNMC modifica sustancialmente el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, contenido hasta ahora en la conocida como función pública 14ª de la CNE ("Función 14"), que ahora se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La nueva Ley diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al Minetur, bien mediante la potestad del Ministro de Industria de imponer condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Es una novedad de este nuevo control su extensión al sector de los hidrocarburos líquidos, adicionalmente a los sectores ya sujetos con anterioridad, eléctrico y gasista. Por lo que respecta al sector de los hidrocarburos líquidos se incluyen aquellas sociedades que desarrollen actividades de refinación, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Serán objeto de control tanto las operaciones activas, en las que el sujeto activo de la operación (o adquirente) es una empresa regulada o asimilada de los anteriores sectores energéticos, siempre que la operación tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad que comunica la operación; como las operaciones pasivas, que tienen por objeto a empresas energéticas reguladas o asimiladas, o activos regulados o asimilados, siempre que dicha operación conceda una "influencia significativa" en la gestión de la sociedad.

Dentro de la regulación del sector son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la CNE la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector. Dicha función resulta ahora atribuida a la nueva CNMC.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda. Por su parte se entiende por operador principal, a aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico.

Por lo que respecta a los operadores principales, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran tal condición o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas.

Ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. La suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no puede exceder del 45%.

La Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, la Ley 11/2013 introduce determinadas modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, en tales contratos se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de su prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres años. Igualmente prohíbe cláusulas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

La citada Ley contiene una Disposición Adicional cuarta que otorga un plazo de un año para llevar a cabo las anteriores adaptaciones en los contratos afectados. De tales modificaciones se excluyen las estaciones de servicio de plena propiedad del operador, así como aquellas estaciones de servicio con contratos de arrendamiento o derechos reales limitados a favor del proveedor en vigor, siempre que la duración de los contratos de suministro en exclusiva no supere la duración de aquellos.

Finalmente la Ley 11/2013 limita el incremento de las instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales medidas en puntos de venta, superiores al 30%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55, incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo (“tarifa de último recurso”) que será fijado por el Minetur. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. La Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, -al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas- y, en todo caso, la suma de la

participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiéndose por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por la que se adecua la normativa nacional a la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009. Así, se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a noventa días de importaciones netas diarias medias, bien a sesenta y un días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por sus disposiciones de desarrollo. La Ley del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la nueva Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre (“Nueva Ley del Sector Eléctrico”) que entró en vigor el pasado día 28 de diciembre de 2013.

Aunque la citada Ley contiene importantes novedades, sin embargo, el sistema eléctrico que regula es similar al anterior, ya que la producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene

una retribución pactada libremente entre las partes. El transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema, siguen configurándose como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. Todas las unidades de producción eléctrica se regulan de forma conjunta, con ciertas particularidades relativas a las plantas renovables.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación de una bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores. Sin embargo, estas medidas que trataban de reducir e incluso eliminar el denominado déficit de tarifa fracasaron, generándose a lo largo de estos años más déficit de tarifa. La Nueva Ley del Sector Eléctrico busca corregir esta situación y aportar la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita, con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico como línea vertebral.

En España el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

A lo largo de los últimos años se han promulgado por parte del Gobierno diversas normas con el objetivo de modificar y recortar la retribución primada de las instalaciones de producción eléctrica.

Así, ya el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, suprimió los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial.

En virtud de la Nueva Ley del Sector Eléctrico, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un Real Decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado Real Decreto-Ley. Dicho régimen afectará a las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. El mismo se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, compensándoles de los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, éstas no puedan recuperar en el mercado, y asimismo permitiéndoles obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Bolivia

En fecha 7 de febrero de 2009 se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma,

pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, en su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Respecto a los Contratos de Operación, durante los años 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se estableció que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno y (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno y (2) Mercado de Exportación.

Brasil

Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno Federal ostenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refinación, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley n° 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la

Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de upstream y downstream;

- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y, para la fase de producción, veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP).

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarias en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimiento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimiento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

En 2010 se introdujo el régimen de reparto de producción de acuerdo con la Ley n° 12.351/10 para las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico a ser definidas por el poder ejecutivo. Además, la referida Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen (reparto de producción) podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, que fue creada por la Ley 12.304 en 2010, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado

como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);

- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal;
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley n° 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los Estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, suscribió un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigencia el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió un contrato modificadorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

Estados Unidos

Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción *offshore* en Estados Unidos son el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) y el *Bureau of Safety and*

Environmental Enforcement (BSEE) (anteriormente conocido como el *Minerals Management Service*, por sus siglas “MMS”) del *U.S. Department of the Interior*.

- i. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.
- ii. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medioambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y aplicar las regulaciones de seguridad y medioambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo, y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los Estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos Estados.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los Contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados en el territorio de la nación, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación, mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Licenciatario es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede comercializarlos libremente. Mediante los Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por las cuales el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos y, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y venta en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera, para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos de cada una de las actividades en mención.

Si bien la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (“el Fondo”), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de Precios. A través de la Ley N°29552 se determinó la vigencia permanente del Fondo.

Asimismo, la Ley N° 28694 reguló el contenido de azufre en el combustible diésel, estableciendo que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen, prohibiéndose además la importación de combustible Diésel N° 1 y Diésel N° 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm. Esta Ley otorgó facultades al Ministerio de Energía y Minas, para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre.

En el mes de abril de 2012, a través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A través del SISE, se permitirá dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético. El SISE estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos de los hidrocarburos, así como al suministro de dichos productos. Por otra parte, el FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población. Este fondo será remunerado por recargos a: i) los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados; ii) sobre el suministro de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, sobre cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos; y, iii) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Respecto a la Ley aplicable y jurisdicción en la regulación de los hidrocarburos en general, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de

Hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y, en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas, encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector y dictar normas complementarias para mantener actualizado los Reglamentos; la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH), que debe velar por el cumplimiento y aplicación de la normativa; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y Perupetro.

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Exploración y Producción

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, la extracción, recolección, transporte y almacenamiento, están reservadas al Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales se denominan empresas mixtas.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, solo podrán ser ejercidas por las

empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias solo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

Otras disposiciones

Como hito legislativo importante, se destaca la entrada en vigor el pasado 19 de noviembre de 2013, de la Ley que Autoriza al Presidente de la República para que en Consejo de Ministros dicte Decretos con Rango, Valor y Fuerza de Ley en materia de lucha contra la corrupción y en el ámbito de defensa de la economía. Dicha delegación tendrá un lapso de duración de 12 meses para su ejercicio, contados a partir de la publicación de esta Ley en la referida Gaceta Oficial.

Argentina

Las actividades que el Grupo Repsol realizaba en Argentina a través de su participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. han quedado interrumpidas como consecuencia del proceso expropiatorio del 51% de las acciones que el Grupo Repsol mantenía en ambas sociedades. Tal y como se describe en la Nota 4, en su apartado 4.1 Decreto de Intervención y Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, Repsol considera que la expropiación es manifiestamente ilícita.

Por la anterior razón, la descripción del marco normativo se limita a la descripción que en la referida Nota 4, apartado 4.1 se lleva a cabo del marco sobre el que se instrumenta el proceso de expropiación, omitiéndose en este apartado un desarrollo del marco propiamente regulatorio que afecta a las actividades desarrolladas por YPF y sus participadas en Argentina, puesto que, si bien la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas sujeta al procedimiento de expropiación continúa siendo titularidad del Grupo, como el resto de acciones de las que el Grupo Repsol es titular, el efecto práctico del referido proceso expropiatorio ha sido la privación a Repsol de la gestión efectiva de tales sociedades.

Otros países

En el resto de países donde Repsol lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

ANEXO IV. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos: Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 81.139 acciones

Participaciones personas vinculadas: Gas Natural SDG, S.A.: 1.086 acciones

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 113.655 acciones

D. Manuel Manrique Cecilia

Cargos: Consejero de Valoriza Gestión, S.A.

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos: Presidente de Valoriza Gestión, S.A.

D. Juan María Nin Génova

Cargos: Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 156 acciones

Pemex Internacional España, S.A.

La entidad matriz de Pemex Internacional España, S.A., Petróleos Mexicanos, es una entidad con personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal mexicana en los términos previstos en la propia legislación mexicana.

Su representante en el Consejo de Administración, D. Arturo F. Henríquez Autrey, ostenta el cargo de Presidente y Director General de Pemex Procurement International Inc.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos: Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas: Gas Natural SDG, S.A.: 998 acciones
Iberdrola, S.A.: 383 acciones

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO 2013



REPSOL S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

ÍNDICE

1.	PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO	4
2.	NUESTRA COMPAÑÍA.....	7
2.1)	VISIÓN Y VALORES	7
2.2)	MODELO DE NEGOCIO	7
2.3)	MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS	10
2.4)	GOBIERNO CORPORATIVO.....	12
2.5)	NUESTRA ESTRATEGIA.....	14
2.6)	GESTIÓN DEL RIESGO.....	18
3.	ENTORNO MACROECONÓMICO	28
4.	RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	32
5.	EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS.....	42
5.1)	UPSTREAM	42
5.2)	DOWNSTREAM.....	57
5.3)	GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	69
5.5)	GAS NATURAL FENOSA	73
6.	OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR.....	76
6.1)	PERSONAS	76
6.2)	SEGURIDAD Y GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	84
6.3)	FISCALIDAD.....	89
6.4)	I+D+i.....	92
6.5)	SOCIEDAD	93
7.	PERSPECTIVAS Y EVOLUCIÓN PREVISIBLE	96
7.1)	PERSPECTIVAS DEL ENTORNO MACROECONÓMICO	96
7.2)	PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	97
7.3)	EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE NUESTROS NEGOCIOS	98
	ANEXO I: RECONCILIACIÓN RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA.....	99
	ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS	100
	ANEXO III: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO.....	101

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En 2013 el resultado neto ajustado⁽¹⁾ recurrente a CCS, es decir, el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados atípicos y considerando los costes de crudos y productos a valor de reposición, ha ascendido a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al de 2012. La nueva producción derivada de los proyectos clave del *Upstream* y los mayores márgenes y volúmenes del negocio de GNL han contribuido a compensar el menor resultado por las paradas de producción en Libia y los menores márgenes de Refino y Química, en un entorno macroeconómico complejo, caracterizado por la ralentización del ritmo de crecimiento mundial, asociado a la desaceleración de las economías emergentes.

En los negocios *Upstream*, la producción neta de 2013 ha sido de 346 kbep/d, un 4% superior a la de 2012. Se han puesto en marcha tres de los proyectos estratégicos de crecimiento: Sapinhoá, en el bloque BM-S-9 de Brasil, que inició su producción en enero, alcanzando durante el año los 30.000 barriles de petróleo de producción total al día; Syskonsininskoye (SK), en Rusia, cuya producción de gas, iniciada en febrero, alcanzó 1,7 millones de metros cúbicos al día al final del ejercicio, y la Fase II de Margarita-Huacaya, en Bolivia, que permite incrementar la producción de gas a 15 millones de metros cúbicos al día. Estos proyectos se unen a los ya iniciados el año anterior en España (Lubina y Montanazo), Estados Unidos (Mississippian Lime), Rusia (AROG) y Bolivia (Fase I de Margarita). El resto de los proyectos estratégicos han continuado su desarrollo, destacando en el año la obtención de la declaración de comercialidad del campo Carioca, en el bloque Santos-9 de Brasil. La producción aportada por los proyectos de crecimiento, unida al mejor comportamiento de los campos de Trinidad y Tobago, ha permitido incrementar la producción en 2013, pese a la interrupción de las operaciones en Libia, durante más de tres meses, por los conflictos y problemas de seguridad existentes en el país.

La tasa de reemplazo de reservas probadas en 2013 ha sido del 275%, lo que supone la tasa de reemplazo orgánica más alta de la historia de Repsol. Al final del ejercicio la cifra de reservas probadas ascendía a un total de 1.515 Mbep.

Además, se ha mantenido el esfuerzo inversor en exploración, consolidando la tendencia de éxitos iniciada en 2005. Ocho de los sondeos han resultado positivos, destacando los realizados en Brasil (BM-S-50), Alaska (North Slope), Argelia (SE Illizi) y Rusia (Karabahsky-2). Para asegurar a largo plazo esta actividad, durante 2013 se han incorporado al dominio minero de Repsol 65 bloques exploratorios, con una superficie total de 64.183 km² (37.194 km² neto Repsol), fundamentalmente en Estados Unidos (44 bloques) y Noruega (6 bloques).

En cuanto al *Downstream*, Repsol ha vuelto a demostrar la buena calidad de sus activos, más aun después de la puesta en marcha de los grandes proyectos de refino en Cartagena y Petronor, al obtener un Ebitda de 863 millones de euros, ocupando posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de Refino y Marketing. Todo ello, en un entorno caracterizado por la continuada caída de la demanda en Europa, y en España en particular, que ha presionado a la baja los márgenes de refino y química y las ventas en los negocios comerciales.

La aportación a los resultados de Gas Natural Fenosa ha estado en línea con el año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación, se compensan con mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica.

El mencionado resultado neto recurrente a CCS se ha traducido, finalmente, en un resultado neto de 195 millones de euros, al verse impactado por el efecto, en su conjunto negativo, de determinadas operaciones singulares y de carácter extraordinario, de las provisiones realizadas y del efecto de la valoración a coste medio (MIFO) de crudos y productos, en lugar de a coste de reposición (CCS).

En grandes cifras, la reducción de 1.628 millones de euros, entre el resultado neto recurrente a CCS (1.823 millones de euros) y el resultado neto (195 millones de euros), se justifica como sigue:

- Ajuste valorativo negativo de 1.279 millones de euros, atendiendo al principio de acuerdo de compensación por la expropiación del 51% de YPF.

⁽¹⁾ Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada explicada en este apartado.

- Efecto negativo de 187 millones de euros, asociado a la valoración a coste medio (MIFO) de crudo y productos, en lugar de a coste de reposición (CCS).
- Ajuste negativo de 162 millones de euros, por otras provisiones y atípicos, que incluye el efecto neto positivo de la venta de gran parte del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) y el negativo de otras provisiones y saneamientos, las más relevantes en el negocio químico.

En lo que se refiere a la participación expropiada de YPF, finalmente, tras las negociaciones mantenidas desde el mes de noviembre con el Gobierno argentino, a la fecha de formulación de los estados financieros consolidados se ha alcanzado un acuerdo que reconoce a Repsol el derecho a recibir una compensación de 5.000 millones de dólares, acuerdo que deberá ser ratificado por la Junta General de Accionistas de Repsol y por el Congreso Argentino. Al cierre del ejercicio 2013, a la vista del proceso negociador en curso, se han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe recuperable esperado, lo que ha supuesto el reconocimiento de una pérdida neta de 1.279 millones de euros.

El efecto de la valoración de crudos y productos viene determinado por la diferencia entre el criterio de valoración comúnmente utilizado para la gestión en la industria (CCS: coste de reposición) y el criterio aceptado en la normativa contable europea (MIFO: coste medio). Como consecuencia de la evolución de los precios de crudos y productos durante 2013, se ha producido un impacto negativo en el resultado neto del ejercicio de 187 millones de euros.

En cuanto a los activos de GNL, en febrero de 2013 se firmó un acuerdo de venta con Shell que incluía participaciones en plantas de licuefacción (Atlantic LNG y Peru LNG) y activos de comercialización y transporte. El 31 de diciembre de 2013 se materializó la primera fase de esa venta, con la transmisión de las participaciones en las plantas de licuefacción y el 1 de enero de 2014 se completó la transacción con la transmisión del resto de los activos vendidos (comercialización y transporte). Por otro lado, en octubre, se vendió a BP la participación en Bahía Bizkaia Electricidad (BBE). Estas operaciones han aportado a Repsol unos ingresos en el entorno de 4.300 millones de dólares y una plusvalía neta de 1.263 millones de euros en 2013 y de 328 millones de euros en enero de 2014. Como consecuencia de estas ventas, y aplicando criterios de máxima prudencia financiera, Repsol ha ajustado en sus libros el valor de los activos de GNL remanentes, registrando una provisión total después de impuestos de 1.105 millones de euros.

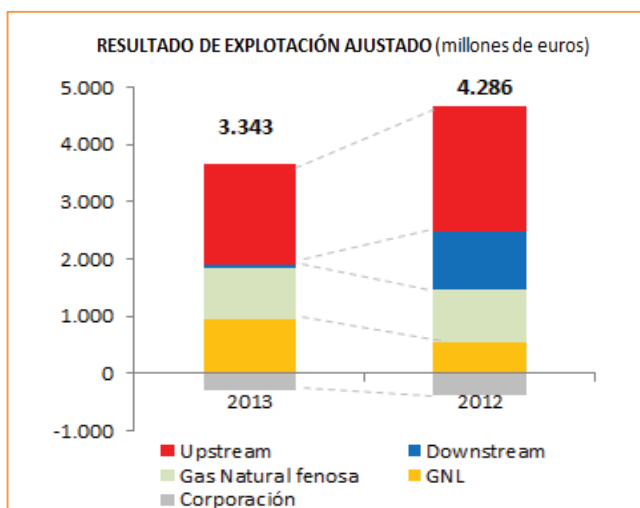
Al cierre del ejercicio, la deuda neta asciende a 9.655 millones de euros, lo que supone un descenso respecto a 2012 del 20,3%. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de recursos disponibles, que cubren el 73% de su deuda bruta.

En el ámbito corporativo destaca la venta de autocartera (5%), que ha permitido incorporar al accionariado a Temasek, una de las compañías de inversión más prestigiosas a nivel mundial, y la recompra voluntaria de las participaciones preferentes del Grupo. Además, han sido múltiples los reconocimientos obtenidos en materia de responsabilidad social corporativa y compromiso con la sociedad y se han ocupado posiciones de liderazgo en las instituciones y organismos en las que participamos.

La acción de Repsol se ha revalorizado un 19,5% en 2013, por encima de nuestros pares europeos (10,4%), lo que ha permitido recuperar parte del terreno perdido en 2012 debido a la expropiación del 51% de YPF. La retribución a nuestros accionistas en 2013 ha seguido siendo competitiva, alcanzando un dividendo yield del 6%. A través del Programa de Dividendo Flexible, acogido de forma exitosa, Repsol sigue dando la opción a sus accionistas de percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo. En la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una nueva ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible", equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

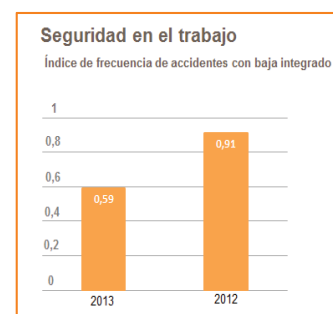
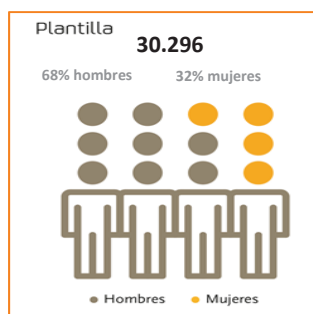
Por último, Repsol mantiene su compromiso con la sociedad y sus empleados, invirtiendo más de 20 millones de euros en formación, lo que supone una media de 40 horas por empleado, reduciendo el Índice de Frecuencia de Accidentes (0,59 en 2013) y evitando la emisión de 353.000 toneladas de CO₂ equivalentes a la atmósfera.

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas ⁽¹⁾	2013	2012
Resultados		
EBITDA* ⁽²⁾	6.230	6.956
Resultado de explotación*	3.343	4.286
Resultado neto recurrente CCS	1.823	1.954
Resultado neto	195	2.060
ROACE (%) ⁽²⁾	6,5	7,8
Situación Financiera		
Deuda financiera neta	9.655	12.120
EBITDA / Deuda financiera (%)	64,5	57,4
Retribución a nuestros accionistas		
Retribución al accionista (€)	0,96	1,12



El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	2013	2012
Upstream		
Reservas probadas (Mbep)	1.515	1.294
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	275	204
Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	346	332
Resultado de explotación	1.757	2.208
Inversiones	2.317	2.423
Downstream		
Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998
Índice de conversión en España (%)	63	63
Indicador de margen de refino España (\$/Bbl)	3,3	5,3
Nº de BESS (controladas + abanderadas)	4.604	4.549
Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.177	42.744
Ventas GLP (kt)	2.464	2.537
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.337	2.308
EBITDA	863	1.533
Resultado de explotación CCS	326	1.012
Resultado de Explotación	42	1.013
Inversiones	656	666
GNL		
GNL comercializado en Norteamérica (TBtu)	184	219
Resultado de Explotación*	959	535
Gas Natural		
Resultado de explotación ⁽³⁾	889	920
Inversiones ⁽³⁾	444	432

Otras formas de crear valor	2013	2012
Personas		
Plantilla consolidada a 31 de diciembre	30.296	29.985
Nuevos empleados	1.062	1.222
Tasa de rotación total de la plantilla (%)	5	7
Horas de formación por empleado	40	42
Seguridad y Gestión Medioambiental		
Índice Frecuencia de accidentes con baja integrado	0,59	0,91
Emissiones directas CO ₂ (millones de t)	13,41	13,24
Reducción emisiones anual (millones de t)	0,353	0,443
Nº de derrames	14	29



* Magnitudes ajustadas de acuerdo a lo descrito en el apartado 4. Resultados, situación financiera y retribución al accionista.

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ Ver definición de estos ratios en el epígrafe "Resultados" del apartado 4 del documento.

⁽³⁾ Magnitudes correspondientes a la participación del 30% en Gas Natural Fenosa.



2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1) VISIÓN Y VALORES

Queremos ser una empresa global que busca el bienestar de las personas y se anticipa en la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes. En Repsol, con esfuerzo, talento e ilusión, avanzamos para ofrecer las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esta visión se debe concretar aplicando los valores fundamentales de la compañía:

- *Integridad*

Cuidamos el bienestar de las personas, la compañía y el entorno en el que operamos y actuamos conforme a los compromisos que adquirimos.

- *Responsabilidad*

Alcanzamos nuestros retos teniendo en cuenta el impacto global de nuestras decisiones y actuaciones, en las personas, el entorno y el planeta.

- *Flexibilidad*

Nuestra escucha activa permite la consecución de nuestros retos de forma equilibrada y sostenida.

- *Transparencia*

Trabajamos bajo la máxima de que todas nuestras actuaciones puedan ser reportadas de manera veraz, clara y contrastable, y entendemos la información como un activo de la compañía que compartimos para generar valor.

- *Innovación*

Creemos que la clave de nuestra competitividad y evolución reside en nuestra capacidad para generar ideas y llevarlas a la práctica, en un entorno de colaboración y aprendizaje colectivo continuo.

2.2) MODELO DE NEGOCIO

Repsol es una compañía energética integrada con amplia experiencia en el sector, que desarrolla actividades en más de 40 países en todo el mundo. Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en cuatro áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- *GNL*, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
- *Downstream*, correspondiente a las actividades de refinación y comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo.
- Por último, *Gas Natural Fenosa*, corresponde a la participación de Repsol en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Upstream



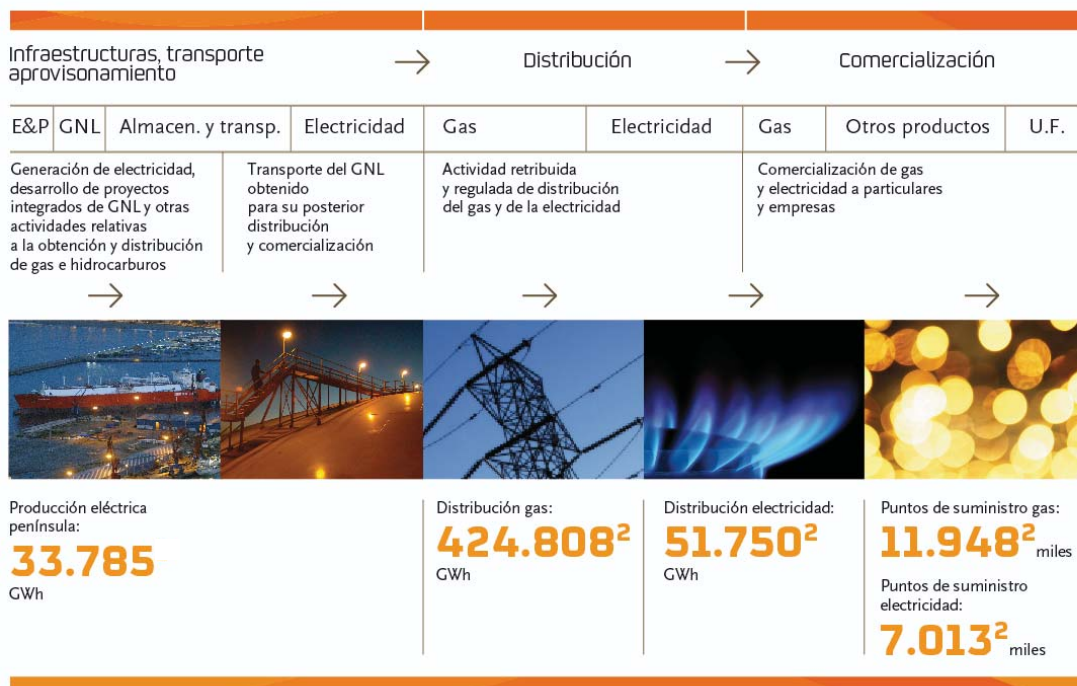
Downstream



GNL³



GNF¹

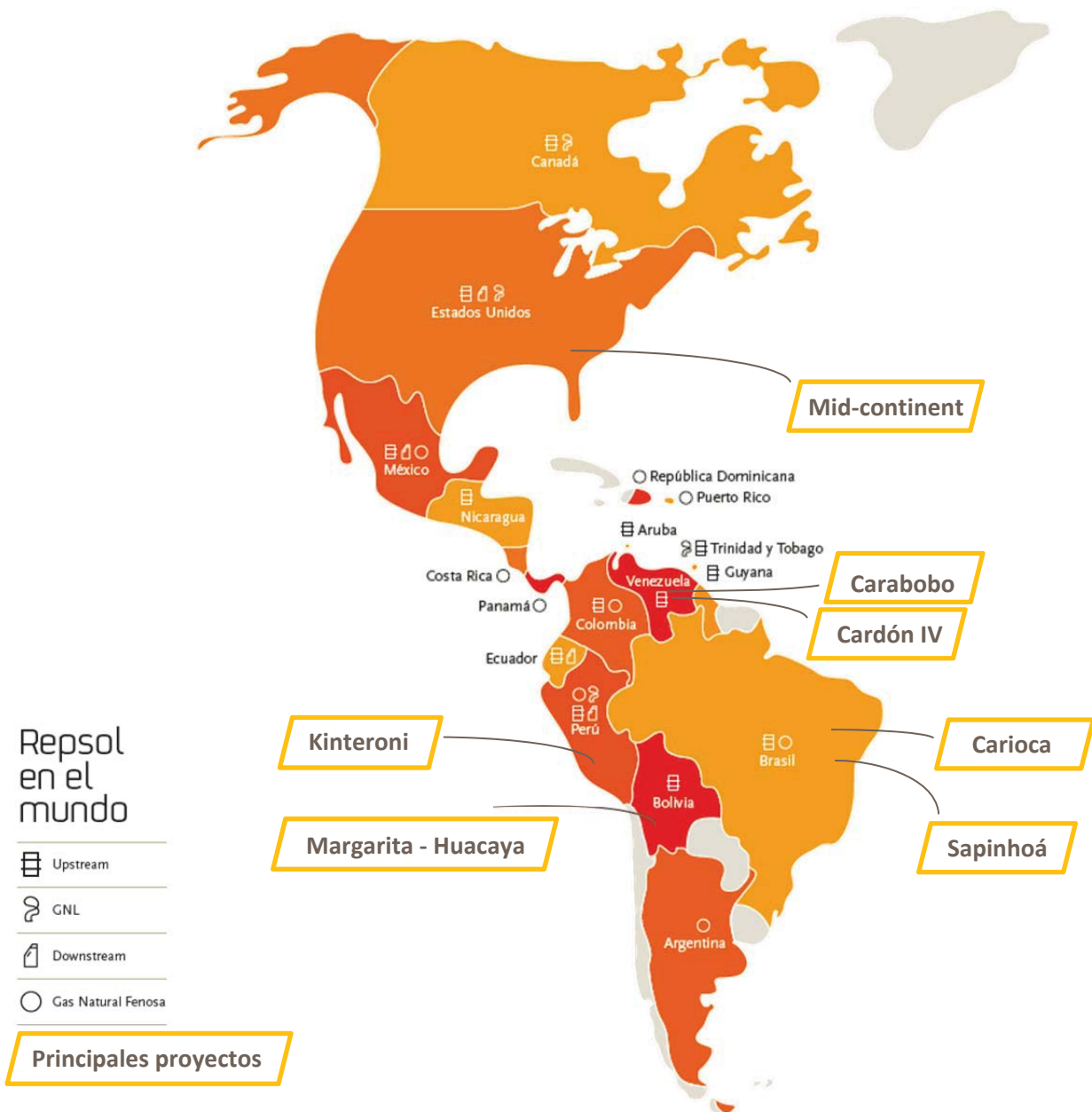


¹ Magnitudes correspondientes a GNF (100%).

² Incluye las magnitudes correspondientes al segmento *Latinoamérica*.

³ En diciembre de 2013 y enero de 2014 culminó el proceso de venta de parte de los activos y negocios del segmento GNL, véase Nota 5.3 de este documento y las Notas 31 *Desinversiones*, 37 *Hechos Posteriores* y 29 *Información por segmentos* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS



UPSTREAM

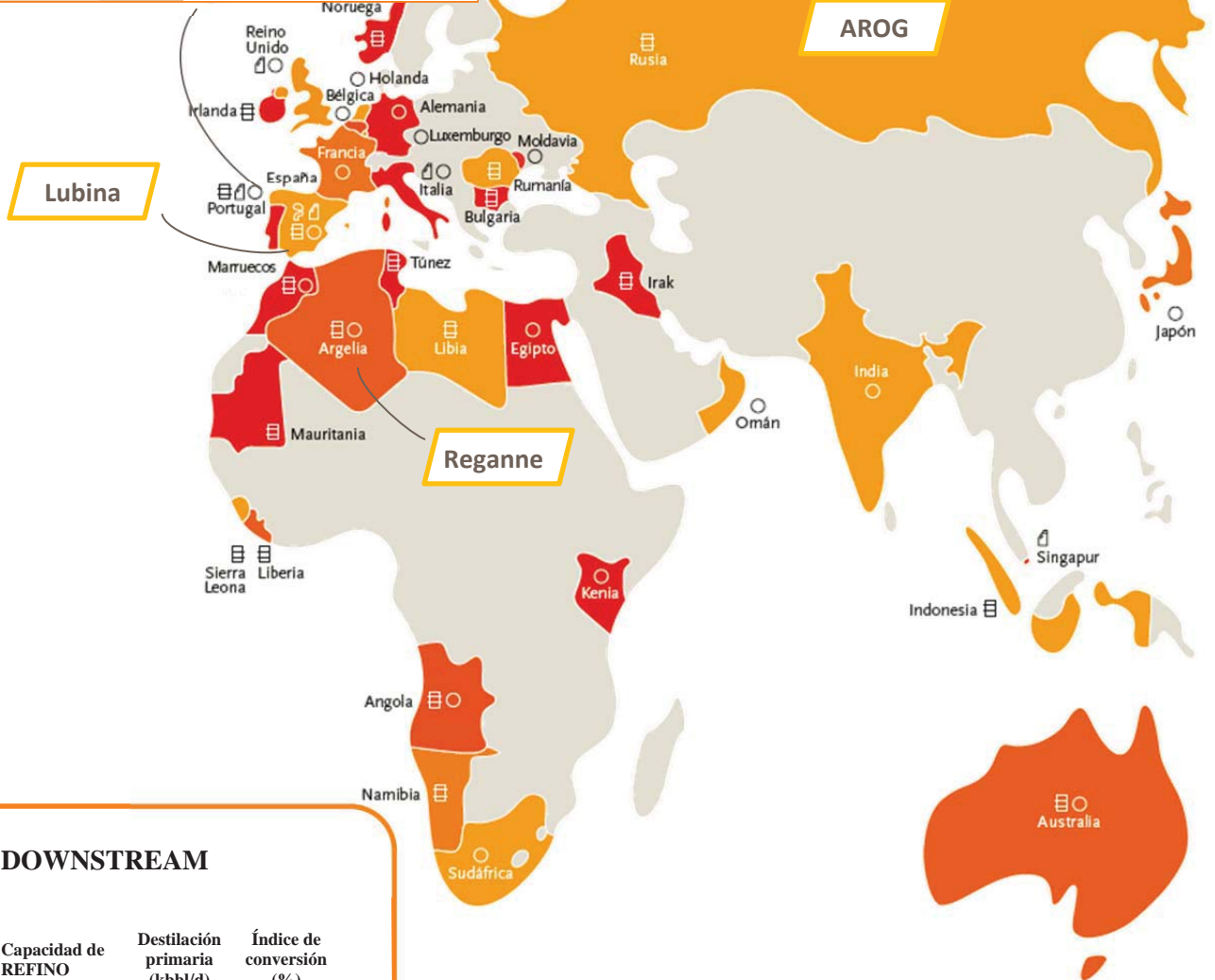
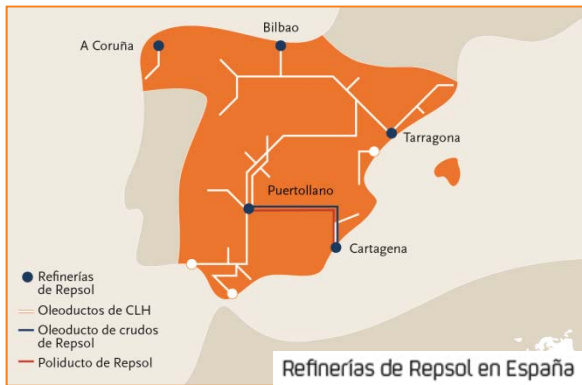
Participamos en 730 bloques¹ de Exploración y Producción de petróleo y gas en 31 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado más de 30 descubrimientos en los últimos 6 años, entre los que se incluyen seis de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 346 kbep al día en 2013, lo que supone un aumento del 4,2% respecto a 2012.

Al cierre de 2013 las reservas probadas de Repsol ascendían a 1.515 Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep, a gas natural.

¹ Dichos bloques no incluyen los activos correspondientes a proyectos de recursos no convencionales en los que el Grupo participa.



DOWNSTREAM

Capacidad de REFINO	Destilación primaria (kbbbl/d)	Índice de conversión (%)
España		
Cartagena	220	76
A Coruña	120	66
Puertollano	150	66
Tarragona	186	44
Bilbao	220	63
Perú		
La Pampilla	102	24
Estaciones de servicio		Total
España		3.615
Portugal		433
Perú		354
Italia		202



3.138 163



290 21

OTROS

3

Volumen de ventas GLP

(Miles de toneladas)	2013	2012
España	1.281	1.271
Resto Europa	131	143
Perú	665	622
Ecuador	386	374
Resto Latinoamérica	-	127

Magnitudes QUÍMICA

(Miles de toneladas)	2013	2012
Capacidad petroquímica		
Básica	2.808	2.808
Derivada	2.491	2.942

2.4) GOBIERNO CORPORATIVO

ESTRUCTURA Y ÓRGANOS DE GOBIERNO

La Junta General de Accionistas es el órgano social soberano a través del cual los accionistas intervienen en la toma de decisiones esenciales de la compañía, correspondiendo al Consejo de Administración el gobierno, la dirección y la administración de los intereses y negocios de la compañía en todo cuanto no esté reservado a la competencia de la Junta General.

Para garantizar una mayor eficacia y transparencia en el cumplimiento de sus funciones el Consejo de Administración ha constituido en su seno comisiones con facultades ejecutivas y consultivas: la Comisión Delegada, con carácter de órgano delegado del Consejo; la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, estas tres últimas como comisiones especializadas y con funciones de supervisión, información, asesoramiento y elaboración de propuestas.

Por regla general, el Consejo de Administración confía la gestión de los negocios ordinarios al Comité de Dirección y al equipo directivo, concentrando su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la compañía.

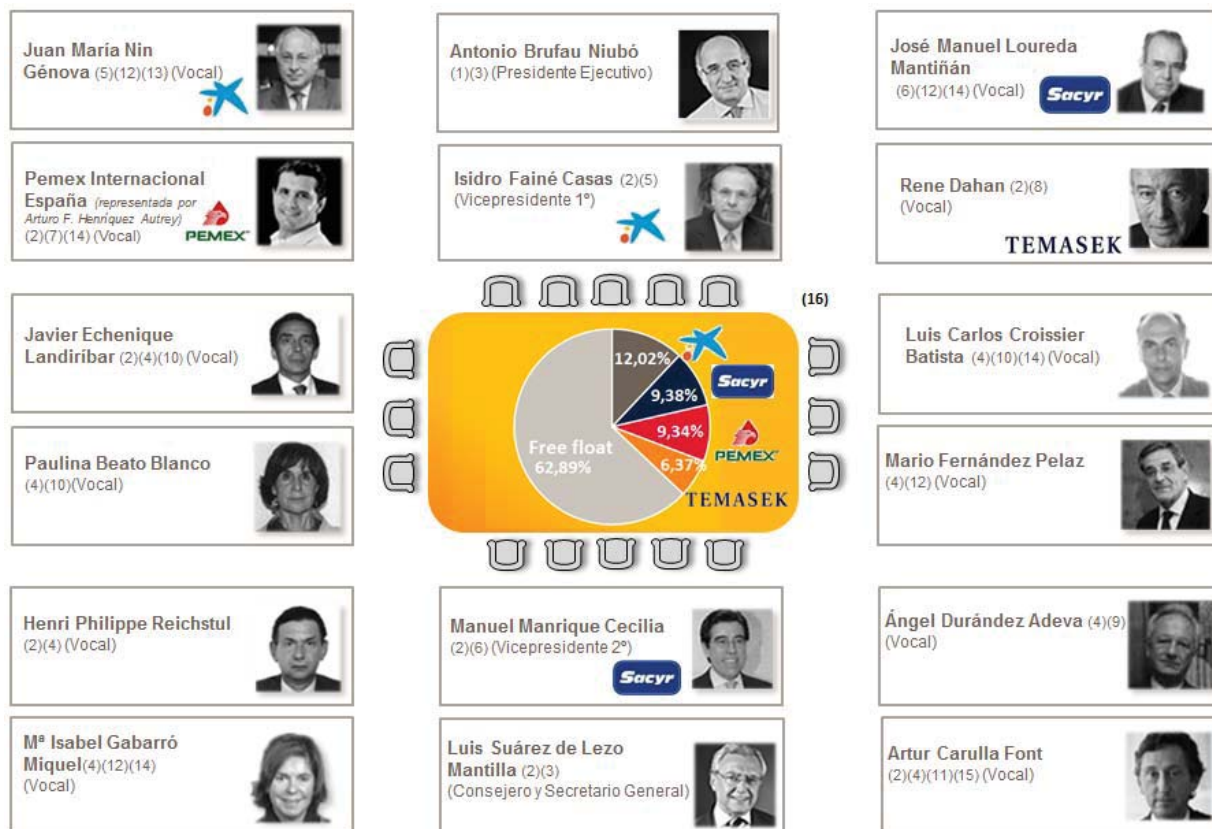


NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General, el Consejo de Administración y sus comisiones.

- (1) La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo de Administración excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.
- (2) La Comisión de Auditoría y Control tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del auditor externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Compañía. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia. Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política, los objetivos y las directrices de la Compañía en el ámbito medioambiental y de seguridad.
- (3) La Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

- (4) A la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión. Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

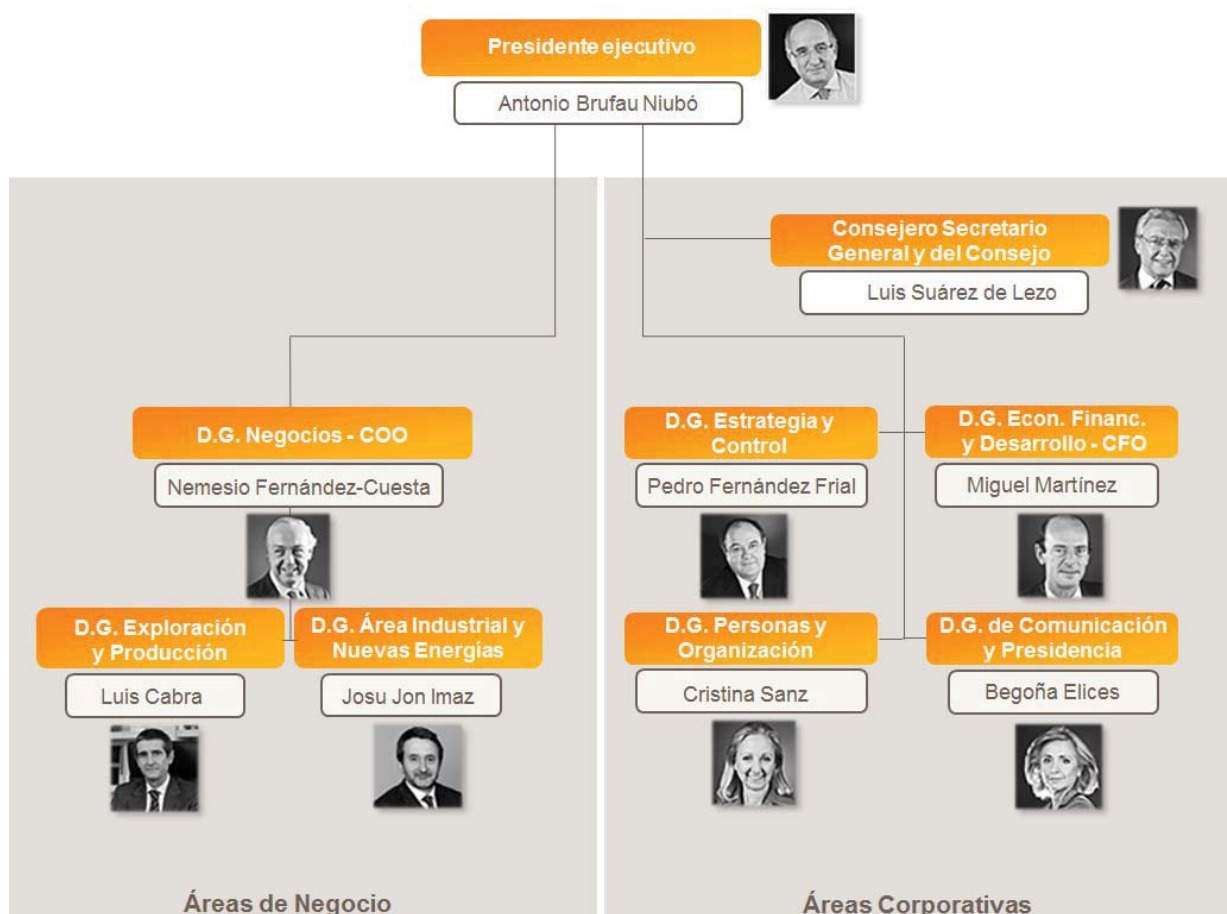
La composición del Consejo de Administración y sus comisiones es:



NOTA: Información actualizada en relación a los CV de los componentes del Consejo de Administración puede encontrarse en www.repsol.es/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/consejo-de-administracion/

- (1) Presidente de la Comisión Delegada.
- (2) Vocal de la Comisión Delegada.
- (3) Consejero Ejecutivo.
- (4) Consejero Externo Independiente.
- (5) Consejero Externo Dominical propuesto por Caixabank, S.A.
- (6) Consejero Externo Dominical propuesto por Sacyr, S.A.
- (7) Consejero Externo Dominical propuesto por Petróleos Mexicanos.
- (8) Consejero Externo Dominical propuesto por Temasek.
- (9) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
- (10) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
- (11) Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- (12) Vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- (13) Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
- (14) Vocal de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
- (15) Consejero Independiente Coordinador.
- (16) Porcentaje sobre el capital social a 31 de diciembre de 2013. Datos correspondientes a la última información facilitada por la Compañía de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Compañía y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

La composición del Comité de Dirección a 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:



NOTA: D.G: Dirección General. Información actualizada de los CV de los miembros del Comité de Dirección se encuentra disponible en www.repsol.com

2.5) NUESTRA ESTRATEGIA

En Repsol hemos consolidado en los últimos años una estrategia de crecimiento que nos ha permitido desarrollar nuevas y atractivas áreas de negocio, diversificar nuestra cartera de activos e incorporar proyectos clave que hoy respaldan nuestro posicionamiento en el sector energético global.

Fruto de este esfuerzo continuado son los grandes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, la inversión en los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Petronor, así como la joint venture de Repsol Sinopec Brasil.

En el Plan Estratégico 2012-2016 (en adelante “PE 12-16”) apostamos por el crecimiento como fuerza impulsora para afrontar el futuro de nuestra Compañía.

Nuestro Plan Estratégico se fundamenta sobre cuatro pilares:

1. **Crecimiento en *Upstream***: con foco en la exploración y con objetivos retadores de crecimiento de producción y reservas.
2. **Maximización del retorno de las inversiones en *Downstream***: a través de la excelencia operacional tras la puesta en marcha de los proyectos de mejora de Cartagena y Petronor.

3. **Solidez financiera:** Plan estratégico autofinanciado y que permita mantener la calificación crediticia de la compañía.
4. **Retribución a los accionistas:** aportando una retribución competitiva en relación con el sector.

Uno de los elementos fundamentales de la estrategia de Repsol es el desarrollo integrado de sus negocios de *Upstream* y *Downstream*. Esta integración se traduce en evidentes ventajas y sinergias corporativas y de portafolio:

- Proporciona a Repsol una escala suficiente para abordar su estrategia de crecimiento, más aún ante escenarios de creciente tamaño y riesgo de los grandes proyectos del sector.
- Contribuye a una mayor estabilidad de resultados, favoreciendo el cumplimiento de los objetivos de retribución al accionista y de estabilidad financiera.
- Asegura una mayor diversificación de riesgos, dados los perfiles de riesgo específicos de los negocios de *Upstream* y *Downstream*.
- Proporciona a Repsol autofinanciación para acometer su plan estratégico y su programa de inversiones, teniendo en cuenta los distintos ciclos de inversión y de generación de caja de los negocios de *Upstream* y *Downstream*
- Permite a Repsol acceder a un mayor portafolio de oportunidades de inversión, pudiendo seleccionar en cada momento las más atractivas, optimizando la asignación de capital entre negocios.

Existen, además, numerosas ventajas y sinergias operativas derivadas de la integración de los negocios de *Upstream* y *Downstream*, entre las que cabe destacar:

- Sinergias comerciales y técnicas, basadas en la creciente convergencia operativa, de capacidades técnicas y sinergias comerciales entre los proyectos de *Upstream* y *Downstream*.
- Posibilidad de compartir recursos técnicos, maximizar la utilización de las capacidades de los recursos humanos y favorecer la captura del talento técnico y el trasvase de profesionales entre ambos negocios.
- Oportunidades de desarrollo donde se valore la presencia conjunta y el conocimiento en ambos negocios.
- Importantes ahorros de costes en funciones corporativas y de soporte, que optimizan sus gastos dando servicio conjunto a *Upstream* y *Downstream*.

1. **Upstream, motor de crecimiento**

Las actividades de exploración y producción (*Upstream*) constituyen nuestro motor de crecimiento. Nuestra apuesta por la innovación ha sido el factor clave para consolidarnos como una Compañía de gran éxito exploratorio.

Desde 2008, hemos realizado más de 30 descubrimientos, entre los que se incluyen seis de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año, según IHS.

La inversión estimada para el periodo del plan en el negocio de *Upstream* es de aproximadamente 2.900 millones de euros de media anual, suponiendo un crecimiento de más del 20% respecto a la realizada en años anteriores. Esta inversión representa cerca del 77% del total de las inversiones previstas para el Grupo.

Para llevar a cabo el crecimiento comprometido hemos puesto foco en 10 proyectos clave de crecimiento localizados en Brasil, Estados Unidos, Rusia, España, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Los 10 grandes proyectos suponen una inversión total acumulada de 6.700 millones de euros.

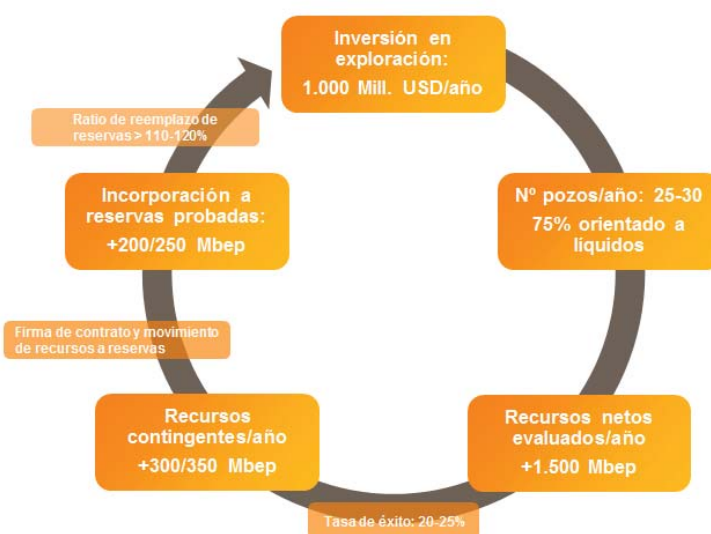
Cinco de ellos (Mid Continent, Margarita, Sapinhoa, Lubina-Montanazo y Rusia) ya se encuentran en producción, contribuyendo a los objetivos de incremento de producción. Y, adicionalmente, Carabobo tuvo su primera producción temprana a finales de 2012.

Además de estos proyectos clave, se proseguirá con la delineación de los recursos contingentes ya descubiertos, destacando Estados Unidos (Alaska y Golfo de México), Brasil, Perú, Libia y Rusia. La inversión exploratoria en el periodo del PE 12-16 supondrá una inversión anual media en torno a los 1.000 millones de dólares.

Dicha inversión nos llevará a perforar de 25 a 30 pozos exploratorios anuales.



La intensa actividad en el área de exploración y desarrollo permitirá alcanzar el objetivo para el periodo del plan de más de un 7% de crecimiento anual de la producción, un ratio de reemplazo de reservas promedio superior al 120% y una incorporación de recursos contingentes promedio anual de unos 300/350 millones de barriles equivalentes.



2. Downstream, excelencia operativa y optimización del margen

El área del *Downstream*, una vez finalizado con éxito el periodo de inversiones en sus activos, vuelve a convertirse en un generador de caja neta.

En 2012 ya estaban en marcha las ampliaciones de Cartagena y Petronor, que han incrementado la capacidad de conversión y la eficiencia operativa del sistema de refino de Repsol.

Se espera que estas ampliaciones generen una mejora del margen de refino por barril procesado en el conjunto de refinerías de Repsol en España de entre 2-3 dólares, mejorando la eficiencia de nuestros activos.

Las inversiones promedio previstas para el periodo del plan alcanzan los 750 millones de euros anuales, y son fundamentalmente de mantenimiento de instalaciones industriales y comerciales y de mejoras de eficiencia energética y operativa, suponiendo una reducción del 60% sobre la inversión anual promedio del periodo 2008-2011.

3. Un plan autofinanciado

El tercer pilar de nuestro plan estratégico es la solidez financiera, que se concreta en un firme compromiso para mantener la calificación crediticia, disponer de una alta liquidez y realizar desinversiones selectivas en el periodo, desarrollando un plan inversor autofinanciado.

En marzo de 2013 se llevó a cabo la venta de autocartera de Repsol correspondiente al 5% del capital social a Temasek, fondo de inversión de Singapur.

En junio de 2013 se dio respuesta a los tenedores de acciones preferentes, asegurando su valor y liquidez en el mercado mediante su recompra en efectivo con una aceptación del 97% del valor total y la emisión de obligaciones de Repsol.

Adicionalmente, en la línea de maximizar la caja generada, se lleva a cabo un proceso de optimización continua del capital circulante del Grupo.

La venta de activos de GNL a Shell en 2013, así como otras desinversiones ya realizadas en algunos negocios bajo la dinámica habitual de gestión de nuestra cartera de activos, nos ha permitido cumplir ya en 2013 el objetivo de desinversiones planteado en el horizonte del plan estratégico (entre 4.000 y 4.500 millones de euros).

Todo esto ha supuesto una mejora de los ratios financieros, permitiéndonos mantener el *investment grade* (nivel mínimo aceptable de calificación crediticia) e incrementándose la confianza de los inversores a nivel internacional.

4. Retribución competitiva a los accionistas

El último de los pilares estratégicos es el establecimiento de una retribución competitiva a los accionistas.

Nuestra solidez financiera nos permite ofrecer al accionista una retribución competitiva, continuando así con una política de creación de valor para los accionistas a través del reparto de dividendos, apoyado por el Programa de Retribución Flexible, con un pay out (Retribución al Accionista/Beneficio neto) esperado entre el 40 y el 55%.

2.6) GESTIÓN DEL RIESGO

2.6.1. MODELO DE GESTIÓN DEL RIESGO

El Grupo Repsol desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todas las fases de la cadena de valor del negocio del petróleo y del gas.

Por ello, las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos de largo plazo (estratégicos), de corto y medio plazo (operacionales) y financieros. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación del Grupo, afectando a la consecución de sus objetivos.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta, siendo un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo.

En los últimos años la gestión de riesgos en Repsol ha recibido un gran impulso por parte de unidades especializadas (como las de seguridad, medio ambiente, financieros, entre otros).

Adicionalmente, Repsol ha asumido el compromiso de acelerar su avance hacia un modelo de gestión integrada de riesgos con el fin de lograr una visión más completa de los mismos en todas sus actividades, así como de sus interacciones y de las estrategias para su mitigación, además de posibilitar un uso más eficiente de los recursos destinados a ella. Todo ello a través de la implantación de un Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR).

El SGIR está alineado con estándares internacionales de referencia en materia de gestión de riesgos: ISO 31000 y COSO ERM⁽¹⁾, en cuanto al uso de una metodología efectiva para el análisis y gestión integrada del riesgo en las organizaciones, y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa⁽²⁾, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos.

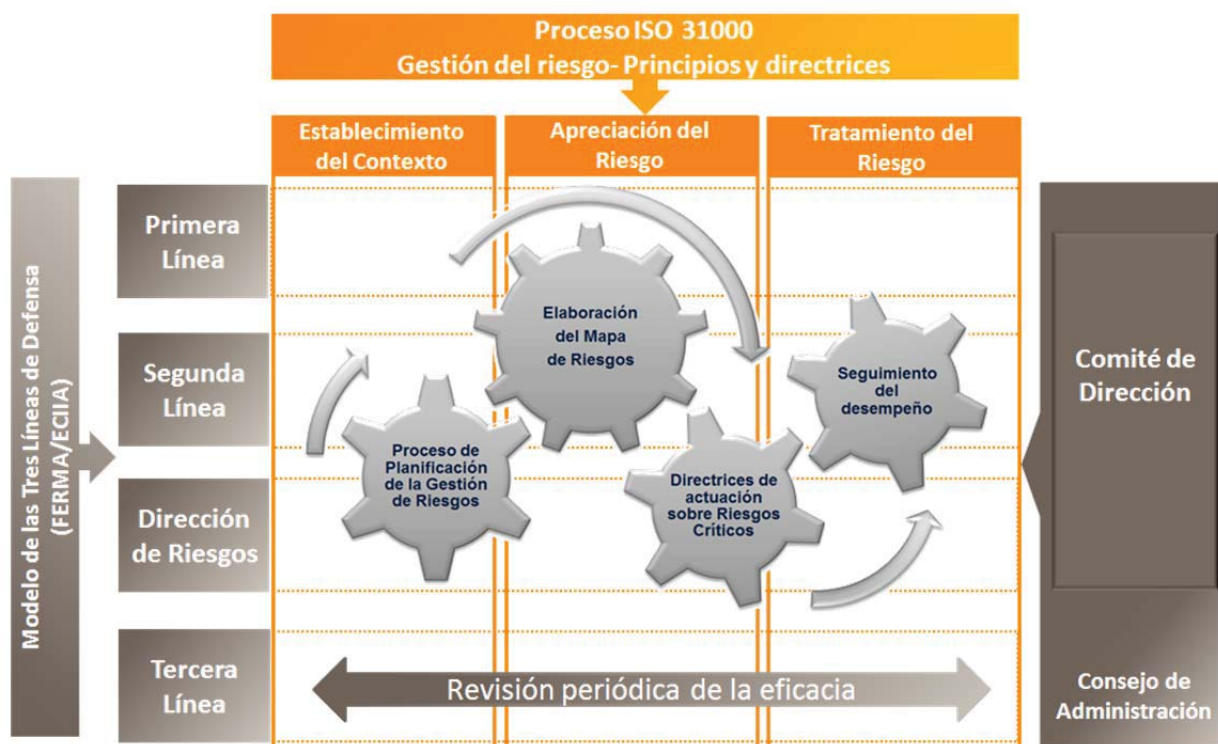
Uno de los pilares básicos del SGIR es la Política de Gestión de Riesgos, aprobada por el Consejo de Administración de Repsol en julio de 2013. Esta Política establece el compromiso en materia de gestión integrada de riesgos que contribuyen al despliegue de la Visión y los Valores de la Compañía descritos en el apartado 2 de este documento, sobre los siguientes principios:

- Liderazgo de la Dirección
- Integración en los procesos de gestión
- Responsabilidad diferenciada
- Globalidad y armonización de la gestión
- Mejora continua

⁽¹⁾ Modelo Enterprise Risk Management – Integrated Framework definido por COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*)

⁽²⁾ Recomendado por FERMA (Federación Europea de Asociaciones de Gestión de Riesgos) y ECIIA (Confederación Europea de Institutos de Auditores Internos).

Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol



A continuación se identifican los principales riesgos estratégicos y operacionales, así como los riesgos financieros a los que se enfrenta el Grupo Repsol.

2.6.2. FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras, como los que se incluyen a continuación.

RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES

Incertidumbre en el contexto económico actual

La recuperación económica global está siendo más débil de lo esperado. El reciente aumento de los tipos de interés a plazo en EE.UU. podría llevar a una reversión parcial de los flujos de capital a ciertas economías, al que estarían más expuestos los países con posiciones fiscales más débiles o con mayores tasas de inflación.

En la Zona Euro, el Banco Central Europeo (BCE) tiene dos retos importantes por delante: terminar con el fraccionamiento bancario dentro de la unión monetaria que dificulta la transmisión de su política monetaria de forma homogénea en toda la zona euro y evitar un periodo de baja inflación prolongado.

Por otra parte, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol para reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol en España y en el extranjero.

Por otro lado, los sectores de distribución gasista y eléctrica, en los que Repsol opera principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, responden a actividades reguladas en la mayoría de los países. La normativa legal aplicable a dichos sectores está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes y a cambios en la misma que podrían suponer un descenso (o un incremento inferior de lo esperado), en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas.

Asimismo, las actividades de la industria del petróleo y la química, en general están sujetas a una extensa regulación e intervención en aspectos tales como los controles de seguridad y medioambiente.

Por último, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes energéticos sobre el beneficio y la producción y, en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera y los resultados operativos del Grupo.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de legislaciones y reglamentos medioambientales y de seguridad prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los

estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas cuya posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de bloques exploratorios, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en

los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Para la estimación de reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y las directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de Repsol. Entre los factores que Repsol controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el *know-how*; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); cambio en las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales respecto de las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de la estrategia de Repsol, la compañía puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de

adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable. Además, las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de *due diligence*, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida para Repsol.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Repsol mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Perú y Rusia, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento. Los riesgos arriba mencionados podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo.

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos, y requiere del Grupo Repsol una atención y esfuerzo continuados en la mejora de la eficiencia y reducción de los costes unitarios, sin que se produzcan mermas en la seguridad de las operaciones ni en la gestión de los restantes riesgos estratégicos, operacionales y financieros.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol

La Norma de Ética y Conducta de Repsol, de obligado cumplimiento para todos los empleados del Grupo con independencia de su ubicación geográfica, área de actividad o nivel profesional, establece las pautas generales que deben regir la conducta de la Compañía y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad a la empresa, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos por el Grupo. Los diversos modelos de cumplimiento y control de la compañía incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la Norma de Ética y Conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de la Compañía y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas materiales en el futuro por esta causa.

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

El principal riesgo para Repsol derivado de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. radica en la incertidumbre existente sobre la restitución de las acciones de YPF S.A.

e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación de Repsol y/o el importe de la compensación que el Estado argentino deba pagar a Repsol como consecuencia de la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo.

Dado el proceso de conversaciones con el Gobierno argentino a fin de buscar una solución pronta, adecuada y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD al cierre del ejercicio 2013, se ha ajustado el valor que se considera recuperable de las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A sujetas a expropiación, tal y como se describe en la Nota 4 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. Esta estimación de valor recuperable tiene las incertidumbres propias de un proceso de negociación en curso y del cierre de los acuerdos que se alcance. En relación con el proceso de negociaciones, ver la Nota 37 “*Hechos posteriores*” de las referidas Cuentas Anuales.

RIESGOS FINANCIEROS

Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo. En la Nota 19 “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las cuentas anuales consolidadas del Grupo, se analiza la exposición a dichos riesgos y el impacto que éstos pudieran tener en sus estados financieros.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantenía a 31 de diciembre de 2013 recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito disponibles que cubrían el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tiene líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En el caso de que en el futuro Repsol no fuese capaz de atender sus necesidades de liquidez o tuviese que incurrir en unos costes elevados para afrontarlas, podría producirse un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales. Eventuales incumplimientos de las obligaciones de pago por parte de los clientes y contrapartes de Repsol, en el tiempo y forma pactados, podrían ocasionar un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

Riesgos de Mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos monetarios de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.
- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.
- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Para mitigar el riesgo de tipo de cambio, y cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que se han identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 19, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de precio de materias primas (commodities): Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo "*Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol*" y "*Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*"). En la nota 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

Para mitigar el riesgo de tipo de interés, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 19, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

2.6.3. EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF, S.A. E YPF GAS, S.A.

En 2012 el Grupo consideraba como área de negocio a YPF, que incluía las operaciones de YPF S.A. y de las sociedades de su grupo. Repsol perdió en dicho ejercicio el control sobre YPF S.A. e YPF Gas, S.A. desde que, en abril de ese año, el Gobierno argentino intervino la compañía e inició las actuaciones para la expropiación de una parte de las acciones de la misma que eran titularidad del Grupo.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Es destacable que, al cierre del ejercicio 2013, dado el proceso de conversaciones con el Gobierno argentino a fin de buscar una solución pronta, adecuada y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD, se ha ajustado el valor recuperable de las participaciones en YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. sujetas a expropiación.

La descripción completa de la expropiación, así como los efectos contables derivados de la misma, junto con las actualizaciones acaecidas en el ejercicio 2013, se describen en detalle en la Nota 4 "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A." y en la Nota 37 "Hechos Posteriores" de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Durante el ejercicio 2013, Repsol ha continuado –no obstante el proceso de negociación en curso– con los procedimientos iniciados ante el tribunal arbitral del CIADI y los tribunales argentinos, españoles y del estado de Nueva York. Por lo que se refiere a la acción legal ante el tribunal arbitral del CIADI, ya se ha constituido el tribunal que analizará la demanda planteada por Repsol, con el nombramiento del presidente así como de los árbitros propuestos por cada una de las partes. Para más información en relación a los procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación, véase la Nota 34.1.1 de las Cuentas Anuales Consolidadas.

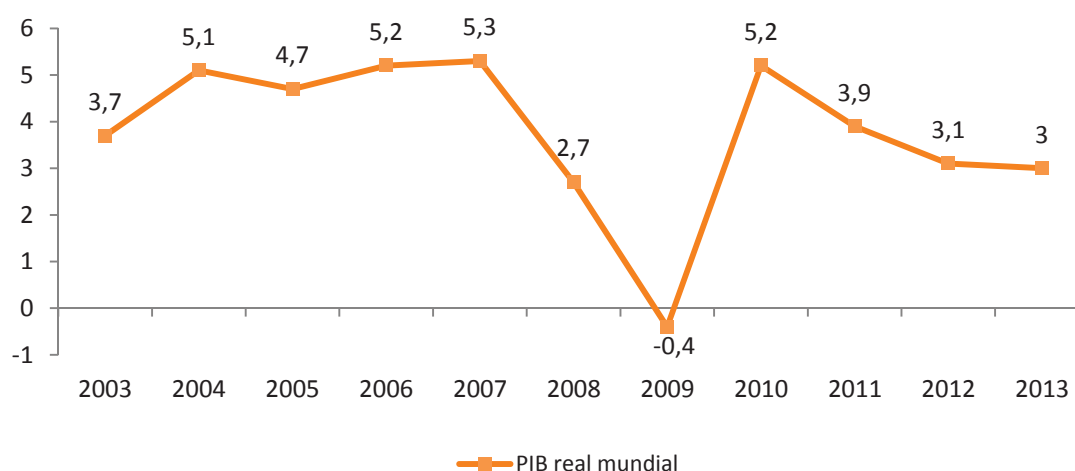
Repsol confía en que una violación tan flagrante de los más elementales principios de seguridad jurídica y de respeto a la actividad empresarial realizada de buena fe no será ignorada por la comunidad inversora internacional y, que de no concluir satisfactoriamente el proceso de negociación en curso, obtendrá la respuesta adecuada de los tribunales de justicia y de los órganos de resolución de disputas internacionales.

3. ENTORNO MACROECONÓMICO

Evolución económica reciente

La economía mundial moderó su ritmo de crecimiento en 2013 hasta el 3% interanual, fundamentalmente a causa de una desaceleración de las economías emergentes. Por su parte, las economías avanzadas experimentaron un fortalecimiento que, aunque no fue suficiente para compensar esa menor contribución al crecimiento de las economías en desarrollo, ha supuesto una transición de sus políticas monetarias hacia la retirada de estímulos y una mayor estabilidad financiera global.

Evolución del PIB mundial



Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI) y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

En lo que respecta al crecimiento por regiones, en los Estados Unidos un fuerte ajuste fiscal redujo el crecimiento al 1,9% interanual si bien la demanda doméstica se mantuvo fuerte. Las economías emergentes, en promedio, crecieron a un ritmo del 4,7% lejos del 6,2% de 2011. Esta ralentización se debió a que en algunos casos habían estado creciendo por encima de su potencial y estarían revirtiendo al mismo. En otros casos, el aumento demográfico estaría creando cuellos de botella en las infraestructuras, los mercados de trabajo y la inversión contribuyendo también a la ralentización de muchas de estas economías.

En la zona euro, las políticas de ajuste implementadas redujeron los principales riesgos, estabilizando las condiciones financieras. Aunque el crecimiento de la periferia estuvo limitado por una fuerte restricción del crédito y la debilidad de la demanda interna, se han realizado significativos avances en competitividad y exportaciones. El conjunto de la zona euro volvió a registrar tasas positivas de crecimiento a partir del segundo trimestre del 2013, logrando un crecimiento en torno al -0,4% para todo el año.

Durante 2013, la economía española experimentó un notable cambio respecto a los dos últimos años. La relajación de las tensiones en los mercados financieros europeos, junto con el reconocimiento por parte de las instituciones supranacionales de los esfuerzos realizados a nivel interno, se han traducido ya en una mejora de la confianza de los agentes en la economía. Si bien las señales de estabilización son todavía incipientes, la corrección de muchos de los desequilibrios acumulados y las reformas estructurales adoptadas permiten esperar cierta estabilización de la actividad económica. En este sentido, la economía española salió técnicamente de la recesión en el tercer trimestre de 2013 con un crecimiento intertrimestral del 0,1%.

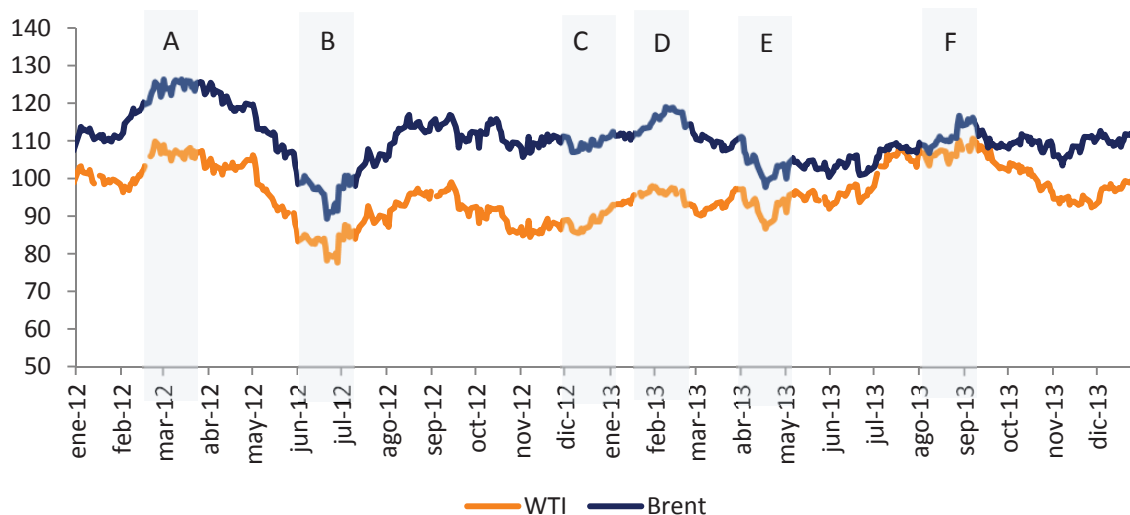
Evolución reciente del sector de la Energía

En lo que respecta al mercado energético, las fluctuaciones que han registrado los precios del petróleo a lo largo de 2013 han estado relacionadas con la salud económica mundial y la incertidumbre geopolítica. Junto con estos factores, el mercado del petróleo en 2013 ha estado muy determinado por la entrada de nueva producción de crudo proveniente de formaciones no convencionales de Estados Unidos y Canadá, especialmente del primero. Se podría concluir que de no ser por el aumento de oferta experimentado por estos países norteamericanos (alrededor de 1,5 millones de barriles diarios de líquidos totales), relajando en cierta medida los fundamentos, las fluctuaciones del precio hubiesen sido mayores. Así, la interacción de todos estos factores ha definido dos ciclos a lo largo del año, cada uno con subidas y posteriores caídas de los precios del petróleo.

El primer ciclo registró un incremento de los precios durante los dos primeros meses del año, en respuesta a datos económicos positivos en EE.UU., China y Alemania, y particularmente a las tensiones generadas en Argelia por el secuestro del personal de una instalación de gas por parte de islamistas radicales. La etapa bajista de este primer ciclo abarcó de febrero a mediados de abril, cuando predominó el pesimismo en los datos y las perspectivas económicas de países claves.

El segundo ciclo de los precios comenzó su etapa alcista con la radicalización de la guerra civil en Siria, tras el uso de armas químicas. Esta tendencia del precio se vio reforzada por una mejora de las perspectivas económicas y por diversos problemas geopolíticos en Irak y Libia, que afectaron de forma muy directa al suministro de petróleo de estos países. La siguiente etapa bajista de este segundo ciclo, que comenzó a mediados de septiembre, fue principalmente provocada por la relajación de la incertidumbre geopolítica, aunque todavía latente en Libia, y también, en buena medida, por la incertidumbre generada por la posibilidad de que Estados Unidos comenzase a poner freno a la política de inyección de liquidez que ha mantenido los últimos tres años.

Hitos en la evolución de la cotización del barril de crudo Brent



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios y Análisis del entorno.

- A- Negociación para la liberación de reservas. Negociación G5+1 e Irán por su programa nuclear.
- B- Buenos datos económicos y reducción de la producción en el mar del norte. Inicio de las sanciones al petróleo de Irán.
- C- Inicio de la compra de bonos del QE3 en EEUU.
- D- Dudas sobre la evolución de las economías Europea y China.
- E- Buenos datos económicos en EEUU y China. Aumento de la tensión geopolítica en Siria.
- F- Acuerdo para desarme químico en Siria.

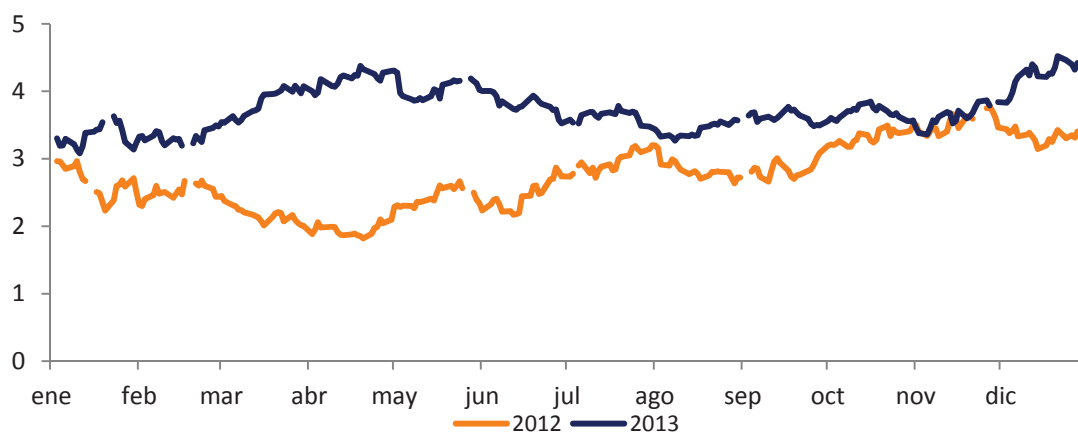
El precio medio del crudo Brent (*Brent Dated*) en 2013 se situó en los 108,7 dólares por barril, mientras que el WTI promedió los 98,05 dólares por barril en el mismo periodo. Este año el diferencial entre ambos crudos marcadores ha pasado por dos etapas. En la primera etapa ha pasado desde los más de 20 dólares de finales de enero hasta los 5 dólares de finales de junio, determinado por la mejora de la infraestructura de refino y transporte de petróleo que ha ayudado a descongestionar el hub petrolero de Cushing, Oklahoma, en la región central de EE.UU. En la segunda etapa, el diferencial ha vuelto a ampliarse por encima de los 13 dólares por barril en diciembre, respondiendo al ya mencionado incremento sostenido de la oferta de crudo de Estados Unidos.

Gas Natural – Henry Hub

En 2013 el precio del gas Henry Hub promedió 3,65 \$/mmBtu, lo que supone un aumento de más del 30% con respecto al año anterior. Detrás de dicho incremento se encuentran los fundamentos propios del mercado, en concreto un aumento de la demanda consecuencia de un uso más intensivo del gas por parte de la industria y del sector residencial en invierno, y una caída de la oferta. La oferta total cayó como consecuencia de un descenso tanto de la producción interna (-0,8% interanual) como de las importaciones totales (-7,1%), en un contexto de elevados niveles de inventarios (máximos históricos) consecuencia del incremento de la producción experimentado en 2012.

A pesar del incremento del Henry Hub, el precio sigue en niveles bajos debido al auge de la producción de gas no convencional (que ya supone cerca de la mitad de la producción total de gas estadounidense). A cierre de 2013 existían cinco proyectos con permiso para exportar GNL en Estados Unidos, con una capacidad conjunta de exportación superior a los 7 Bcm/año (aproximadamente el 2% comercio mundial de GNL).

Evolución de la cotización Henry Hub



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

Respecto al precio del gas en Europa, el promedio del gas marcador NBP (*National Balancing Point*) en 2013 fue de 10,42 \$/mmBtu, aumentando un 12,5% frente a 2012. Al igual que el Henry Hub, el NBP ha respondido a los fundamentos propios del mercado.

Evolución del tipo de cambio

El euro experimentó una apreciación durante 2013 gracias a una mayor estabilidad del sistema financiero en la zona euro y a la mejora de sus perspectivas económicas. En consecuencia, el EUR/USD se situó en media en el 1,33 durante 2013, frente al 1,28 del ejercicio anterior, y registrando una menor volatilidad.

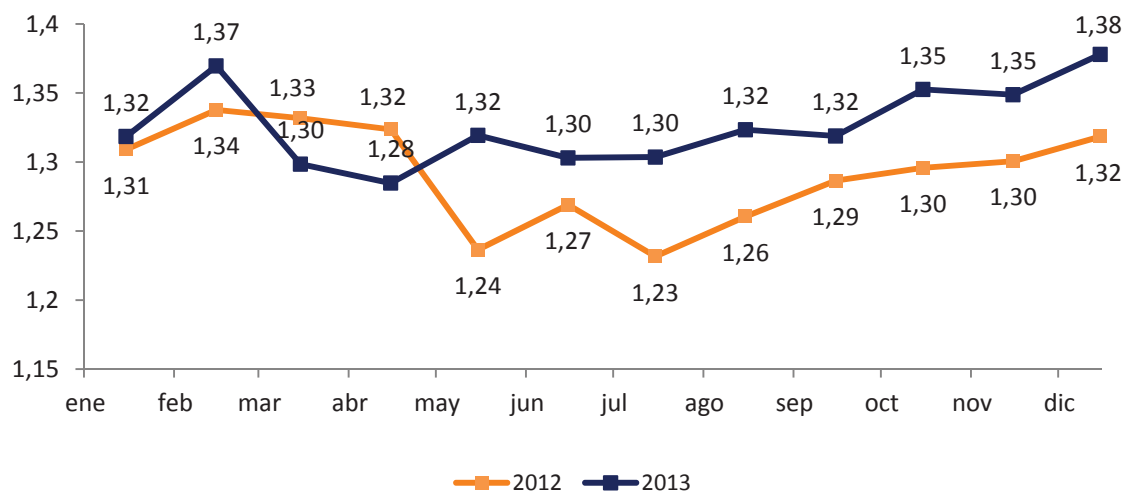
La mejora de la confianza en la moneda única ha sido notable gracias a unas declaraciones muy contundentes del presidente del BCE, Mario Draghi, en julio de 2012 en las que aseguró la irrevocabilidad del euro, y el anuncio poco después de un programa por el cual el BCE podría comprar bonos soberanos en caso de ser necesario. Estas medidas impulsaron el retorno de capitales a la eurozona, reduciendo progresivamente las primas de riesgo de la periferia euro, y fortaleciendo la divisa comunitaria.

La estabilidad financiera también se vio favorecida por los avances de los gobiernos en materia de ajuste fiscal y reformas estructurales. Así, cabe destacar que en 2013 se logró la recapitalización de la banca española, con cargo a la línea de crédito europea, y la salida de Irlanda del programa de rescate de la troika.

El momento de mayor debilidad de la moneda única durante 2013 se registró en marzo, con motivo de la intervención del sistema financiero chipriota. Esto supuso quitas para depositantes del segundo mayor banco de la isla, lo que obligó a la suspensión de la libre circulación de capitales en Chipre e imponer un corralito bancario durante varias semanas. A pesar de la gravedad de estos hechos, la inestabilidad financiera estuvo contenida y no afectó gravemente al resto de miembros de la unión monetaria.

Ante unas menores presiones inflacionistas a corto y medio plazo, el BCE redujo su tipo de referencia, primero en mayo y luego en noviembre, desde el 0,75% hasta el 0,25%, subrayando su compromiso de mantener en niveles bajos los tipos de interés en la zona euro durante un periodo prolongado de tiempo para apoyar la recuperación económica.

Evolución de la cotización del EUR/USD (cierres mensuales)



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

RESULTADOS

Los resultados ajustados (ver Nota al pie de tabla) del Grupo en los años 2013 y 2012 son los siguientes:

<i>Millones de euros</i>	2013	2012	% variación
Upstream	1.757	2.208	-20,4
GNL	959	535	79,3
Downstream	42	1.013	-95,8
Gas Natural Fenosa	889	920	-3,4
Corporación	(304)	(390)	22,1
Resultado de explotación	3.343	4.286	-22,0
Resultado financiero	(814)	(857)	-5,0
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	122	117	4,3
Resultado antes de impuestos	2.651	3.546	-25,2
Impuesto sobre beneficios	(1.096)	(1.581)	-30,7
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.555	1.965	-20,9
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(38)	(75)	-49,3
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.517	1.890	-19,8
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	(1.322)	170	
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	195	2.060	-90,5

NOTA: Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada explicada en este apartado.

Desde un punto de vista macroeconómico, los principales factores que han influido en la evolución de los resultados en 2013 han sido la sostenida depreciación del dólar frente al euro y la debilidad de la recuperación económica mundial. En este contexto, la situación de la demanda en el sur de Europa ha afectado negativamente a los márgenes de los negocios industriales y a las ventas domésticas de los negocios comerciales. En lo que se refiere a nuestros negocios de *Upstream*, hay que destacar el aumento de la producción, a pesar de las interrupciones de la producción en Libia por problemas de seguridad. En el negocio de GNL se ha culminado con éxito el proceso de venta a Shell de parte de los activos de GNL del Grupo, con una plusvalía de 1.540 millones de euros. Por último, es necesario destacar que, conforme a criterios de prudencia valorativa, se ha realizado un importante esfuerzo en saneamientos extraordinarios, especialmente en los activos de GNL e YPF, con un impacto global negativo en resultados de 3.266 millones de euros antes de impuestos.

El resultado de explotación ajustado correspondiente al ejercicio 2013 ha ascendido a 3.343 millones de euros, un 22% inferior al del mismo periodo de 2012, que fue 4.286 millones de euros. El EBITDA ajustado alcanzó 6.230 millones de euros en 2013, frente a los 6.956 millones de euros del ejercicio 2012.

El resultado de explotación del *Upstream* en 2013 ha ascendido a 1.757 millones de euros, lo que representa un descenso del 20,4% frente a los 2.208 millones de euros del mismo período de 2012. El incremento de la producción por la puesta en marcha de los nuevos proyectos clave del Plan Estratégico (Lubina y Montanazo en España, Sapinhoa en Brasil, Mid-Continent en EEUU, AROG en Rusia y Margarita en Bolivia), se ha visto reducido por las interrupciones de más de 100 días en la producción de Libia. Adicionalmente, los resultados se han visto afectados negativamente por los mayores costes de exploración, las mayores amortizaciones derivadas del inicio de la producción en los nuevos proyectos y la depreciación del dólar frente al euro.

El resultado de explotación del *Downstream* en 2013 ha sido de 42 millones de euros, lo que supone una reducción del 95,8% con respecto a 2012, que incluía 195 millones de euros por la venta del negocio de GLP en Chile. Estos resultados obedecen, principalmente, al fuerte impacto de la situación económica Europea tanto en los márgenes de refino como en los márgenes y volúmenes de las estaciones de servicio de España. Adicionalmente, el estancamiento de la demanda, así como la incertidumbre sobre el crecimiento de la economía, han condicionado el resultado de Química, que también se ha visto afectado por la parada plurianual del complejo de Tarragona y por el saneamiento de determinados activos y costes asociados por importe de 108 millones de euros. Por último, la evolución de los precios del crudo y de los productos ha tenido un impacto negativo en el coste de las ventas de 284 millones de euros. El mejor resultado del negocio del GLP compensa parcialmente los impactos anteriores.

El resultado de explotación del *Downstream a CCS* 2013 asciende a 326 millones de euros. El resultado a CCS se calcula valorando los costes de crudo y productos a valor de reposición (CCS) en lugar de a coste medio (MIFO), lo que supone una diferencia de 284 millones de euros como consecuencia de la evolución de los precios del crudo y de los productos. El resultado a CCS es una medida del beneficio habitualmente utilizada en el sector, aunque no es aceptada a efectos contables por la normativa europea.

El resultado de explotación ajustado de *GNL* en 2013 ha ascendido a 959 millones de euros, lo que supone un incremento del 79,3% respecto al de 2012. Los mejores resultados se deben principalmente al mejor margen y volumen comercializado de GNL y al resultado obtenido en la venta de activos y negocios de GNL (ver apartado 5.3) con una plusvalía de 1.540 millones de euros. Estos resultados se han visto parcialmente compensados por las provisiones por deterioro de valor y onerosidad (1.410 millones de euros) registradas en relación con los activos de Canadá, que, junto a otros activos y negocios de comercialización en Norteamérica, no han sido objeto de transmisión (ver apartado 5.3).

Respecto a *Gas Natural Fenosa*, el resultado de explotación en 2013 ha sido de 889 millones de euros, frente a los 920 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por las nuevas medidas fiscales y regulatorias, y por el menor resultado de Unión Fenosa Gas. Por el contrario mejoran los resultados de la comercialización mayorista de gas, por mayores márgenes, y de los negocios en Latinoamérica.

En el epígrafe *Corporación* se recogen los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2013 se registró un resultado de explotación negativo neto de 304 millones de euros, frente a los 390 millones de euros negativos de 2012.

El resultado financiero neto ajustado en 2013 ha supuesto un gasto de 814 millones de euros, lo que representa una mejora del 5% respecto al ejercicio anterior, destacando el impacto positivo en resultados de la operación de recompra de las acciones preferentes, compensado parcialmente por los resultados negativos por diferencias de cambio asociadas principalmente a la posición euro/dólar.

El impuesto sobre sociedades ajustado devengado ascendió a 1.096 millones de euros en 2013, lo que situó el tipo impositivo en el 43%. Resulta inferior al del mismo período del año anterior (46%) principalmente por el descenso del resultado en negocios con una carga fiscal elevada, como los de Libia.

El resultado de operaciones interrumpidas ajustado incluye el correspondiente a las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sometidas al proceso de expropiación y que fueron clasificadas en el balance de situación como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*". Al cierre del ejercicio 2013, atendiendo al principio de acuerdo anunciado por el Gobierno argentino y a las bases del proceso negociador establecido por Repsol, se han revaluado las acciones expropiadas para ajustar su valor recuperable estimado a 5.000 millones de dólares. Por ello, se ha registrado un deterioro del valor con un impacto neto en resultados de 1.279 millones de euros.

Como consecuencia de todo lo anterior, el resultado de 2013 ha sido de 195 millones de euros, frente a los 2.060 del ejercicio anterior.

En 2013 el resultado neto recurrente a CCS, es decir, el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados atípicos y considerando los costes del crudo y los productos a valor de reposición (CCS), ha ascendido a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al de 2012.

La diferencia entre el resultado neto recurrente a CCS (1.823 millones de euros), que se utiliza habitualmente en el sector, y el resultado neto contable (195 millones de euros) obedece principalmente a los siguientes motivos:

- Ajuste valorativo por las acciones expropiadas del Grupo en YPF: - 1.279 millones de euros después de impuestos
- Efecto asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS): - 187 millones de euros después de impuestos.
- Efecto neto de otros resultados no recurrentes, como la venta del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) y las provisiones y saneamientos (GNL, Química): - 162 millones de euros de euros después de impuestos.

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2013 y 2012:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2013 ⁽¹⁾	31/12/2012 ⁽¹⁾
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) ⁽²⁾ (%)	5,6	7,4
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽³⁾ (%)	6,5	7,8
EBITDA ⁽⁴⁾ /Deuda financiera	64,5	57,4

(1) El numerador de los ratios financieros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ha sido calculado con los resultados ajustados de las operaciones continuadas. Los ratios de dichos ejercicios que incluyen el capital empleado, no incorporan importe alguno de YPF.

(2) ROE: resultado atribuido a la sociedad dominante después de impuestos/patrimonio neto medio atribuido a la sociedad dominante.

(3) ROACE: (resultado atribuido a la sociedad dominante + resultado atribuido a intereses minoritarios + resultado financiero después de impuestos) / (patrimonio neto + participaciones preferentes + deuda neta medio del período).

(4) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros) calculado de acuerdo a las consideraciones presentadas al inicio de este apartado.

SITUACIÓN FINANCIERA

Durante 2013 Repsol ha continuado con su política de prudencia financiera, lo que ha permitido hacer compatible el mantenimiento del acceso a los mercados y la calificación crediticia con la financiación del programa de inversiones, el plan de recompra de participaciones preferentes y una retribución atractiva para los accionistas, como hechos más destacados.

Participaciones preferentes

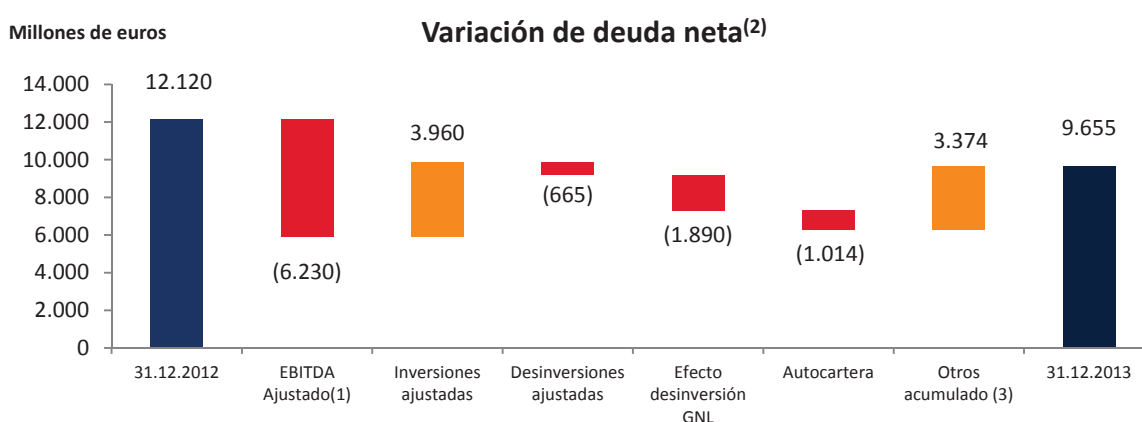
El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd (RIC) y Repsol, S.A. acordaron, en sus respectivas competencias, el lanzamiento de una operación consistente en la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes emitidas por RIC, y, simultáneamente y de forma vinculada, la realización de una oferta pública de suscripción de obligaciones simples de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra. RIC abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra 2.843 millones de euros en efectivo (97,21% del nominal), de los cuales, 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol S.A que fueron admitidas a cotización el 2 de julio.

Por otra lado, el Consejo de Administración de Gas Natural autorizó el 16 de abril de 2013 la realización de una oferta de compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC, que el 20 de mayo de 2013 supuso un pago único por importe de 162 millones de euros (para el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) a los aceptantes de dicha oferta (88,56% del importe nominal total de la emisión).

Para más información en relación a los efectos contables de la operación, véase el apartado *Participaciones Preferentes* de la Nota 18 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2013 alcanzaba los 9.655 millones de euros frente a los 12.120 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2013:



- (1) EBITDA ajustado: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros).
- (2) Véase la Nota 19.2 "*Gestión de Capital*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, que describe la composición de la deuda neta.
- (3) Otros acumulados incluye fundamentalmente los siguientes conceptos: i) 1.279 millones de euros de pagos por impuesto sobre beneficios, ii) 145 millones de euros de pagos de actividades de explotación, iii) 528 millones de euros de dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionista, iv) 902 millones de euros de intereses netos.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, frente a los 7.432 millones de euros del ejercicio anterior.

La reducción de la deuda neta en el periodo está motivada fundamentalmente por el impacto de la operación de venta de activos de GNL en el ejercicio.

Principales operaciones de financiación

Las principales operaciones de financiación del Grupo realizadas durante 2013, han sido:

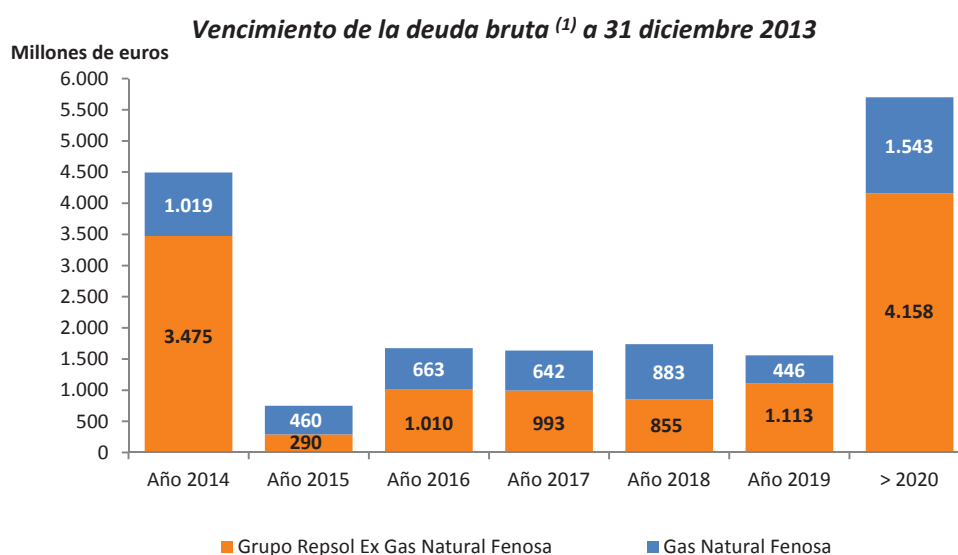
CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL ⁽¹⁾ (millones €)	TIPO	FECHA	VENCIMIENTO
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	90	2,310%	Abril	4 años
Préstamo	Gas Natural Fenosa	Euros	225	n/d	Octubre	5 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Francos suizos	60	2,125%	Enero	6 años
Bonos	Repsol International Finance, B.V	Euro	1.200	2,625%	Mayo	7 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	150	3,5%	Octubre	7,5 años
Bonos	Repsol International Finance, B.V	Euro	1.000	3,625%	Octubre	8 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	225	3,875%	Abril	9 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	180	3,875%	Enero	10 años
Préstamo	Banco Europeo de Inversiones	Euros	200	Euribor 3M +1,402%	Mayo	10 años
Bonos	Repsol, S.A.	Euro	1.458	3,50%	Julio	10 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	NOK	31	3,974%	Julio	10 años

- (1) Los importes correspondientes a las emisiones del Grupo Gas Natural Fenosa reflejan el % de participación de Repsol en dicho grupo.

Adicionalmente, durante 2013 el Grupo ha realizado emisiones de papel comercial europeo a corto plazo por importe de 1.382 millones de euros nominales, 430 millones de dólares y 20 millones de francos suizos nominales al amparo de un Programa Euro Commercial Paper (ECP). A través de Gas Natural Fenosa, y su Programa de ECP, durante 2013 se han realizado emisiones por importe total de 481 millones de euros (importe en proporción para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Vencimientos de la deuda bruta

Como consecuencia de todo ello, el perfil de vencimiento de la deuda existente al cierre del ejercicio es el siguiente:



- (1) Incluye participaciones preferentes, derivados de tipo de cambio e intereses.

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los cinco próximos años, y cubren el 72% de la totalidad de su deuda bruta incluyendo participaciones preferentes. En el caso de Repsol ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 78% de deuda bruta incluyendo participaciones preferentes.

Para más información, véase la Nota 19 “Riesgo de liquidez” de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	31 de diciembre			
	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2013	2012	2013	2012
<i>Millones de euros, excepto los ratios</i>				
Deuda financiera neta con acciones preferentes	9.655	12.120	5.358	7.432
Capital empleado total ⁽¹⁾	37.575	39.592	32.806	34.426
Deuda financiera neta / capital empleado total ⁽¹⁾	25,7%	30,6%	16,3%	21,6%

(1) Incluye el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas.

Calificación crediticia

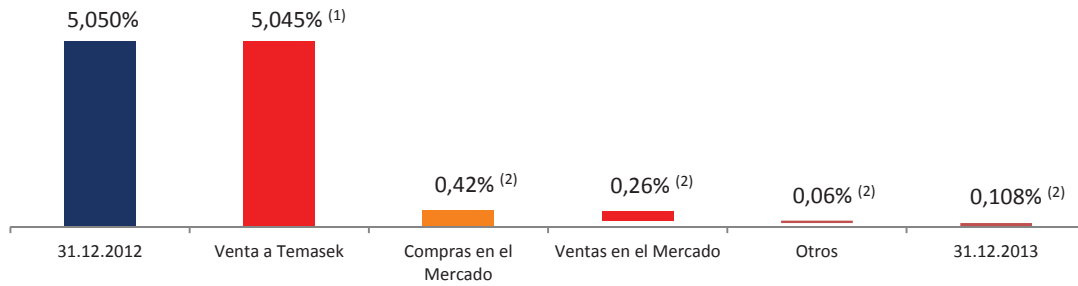
En la actualidad, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva	Estable	Estable	Estable
Fecha de la última modificación	22/06/2012	01/03/2013	31/01/2013

Acciones y participaciones en patrimonio propias

A continuación se describe la evolución del porcentaje de acciones en autocartera sobre el capital social de Repsol, atendiendo a la naturaleza de su enajenación o adquisición, que a 31 de diciembre de 2013 representaban el 0,108% de su capital social (calculado sobre el capital social de Repsol post *scrip dividend* de Enero 2014).

Variación del % de acciones propias en autocartera



⁽¹⁾ % Calculado sobre el capital social anterior a la venta.

⁽²⁾ % Calculado como el número de acciones sobre el capital social de Repsol post *scrip dividend* de Enero 2014.

Las adquisiciones de participaciones en patrimonio propias se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010.

Entre las operaciones realizadas con acciones propias del periodo destaca la adquisición, el pasado 4 de marzo de 2013, por parte de la compañía de inversión de Singapur Temasek, de 64,7 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera y representativas del 5,045% del capital social anterior a la venta, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros. Para mayor información, véase la Nota 14.4 “*Acciones y participaciones en patrimonio propio*” de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

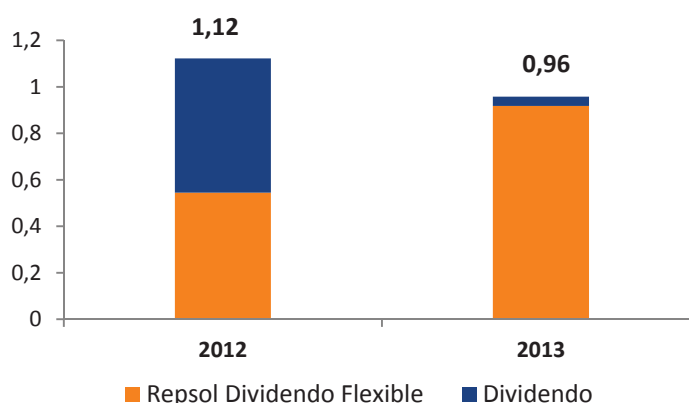
RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene el compromiso de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien el mismo no se encuentra formalizado en una política de reparto de dividendos. En todo caso, la retribución a los accionistas que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En el año 2012 Repsol puso en marcha, por primera vez, el programa de retribución al accionista denominado “Repsol Dividendo Flexible”. Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Este programa permite a los accionistas elegir entre recibir parte o la totalidad de su retribución en acciones liberadas de la sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Compañía.

La retribución percibida por los accionistas en los ejercicios 2013 y 2012, derivada de los dividendos y del programa “Repsol Dividendo Flexible”, es la siguiente:

Retribución total percibida



La retribución indicada en la tabla anterior en el ejercicio 2012 incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011 de 0,5775 euros brutos por acción pagado en el mes de enero de 2012 y el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en julio de 2012 (0,545 euros brutos por derecho), al amparo del programa “Repsol Dividendo Flexible”.

La retribución de 0,96 €/acción en el ejercicio 2013 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2013 (0,473 y 0,445 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible”, y el dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción pagado en junio de 2013. En consecuencia, Repsol ha pagado durante 2013 un importe total de 467 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 46.293.180 acciones nuevas, por un importe equivalente de 833 millones de euros.

Asimismo, en enero de 2014, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 232 millones de euros (0,477 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 22.044.113 acciones, por un importe equivalente de 389 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

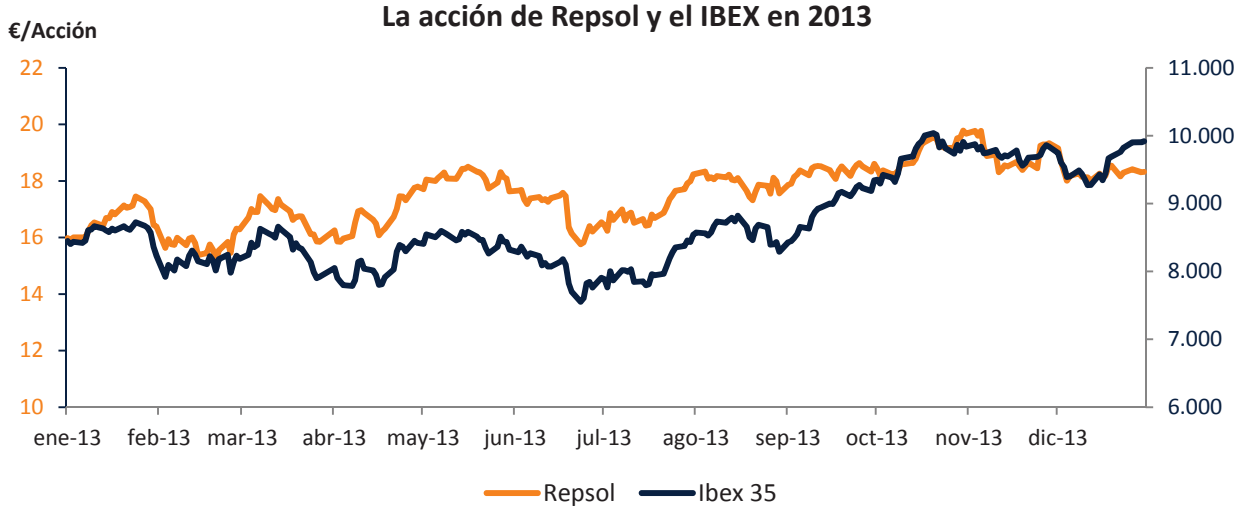
Por último, a la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

Para información adicional sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “Repsol Dividendo Flexible”, véase los apartados 6. Retribución al accionista y 1. Capital social de la Nota 14 “Patrimonio Neto” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondiente al ejercicio 2013.

Nuestra acción

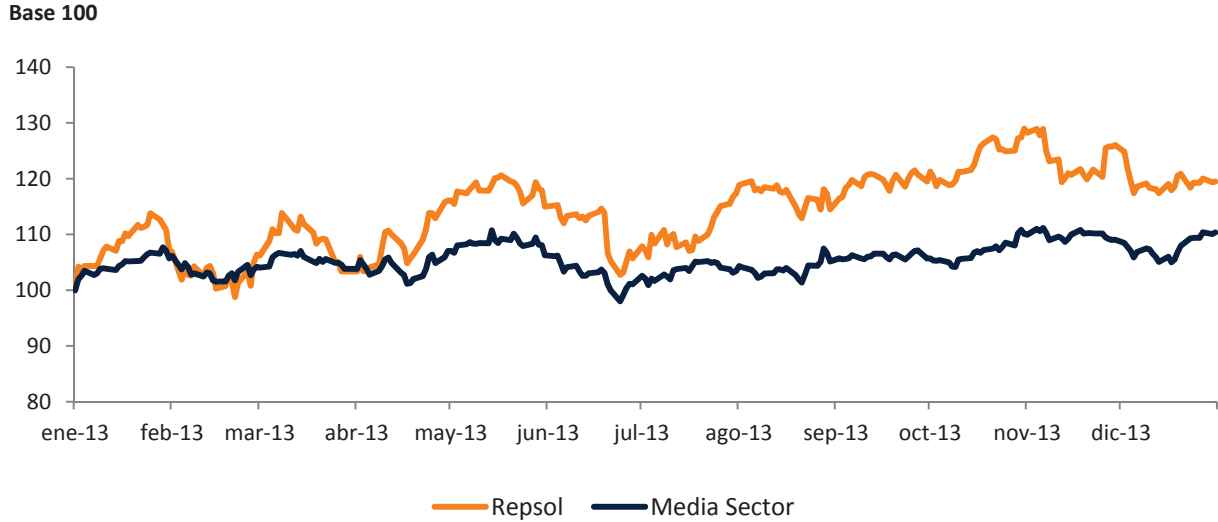
En general el año 2013 ha sido positivo para los mercados bursátiles españoles, cerrando el año con una revalorización del Ibex del 21,4%. El incremento se debe principalmente a un cambio de percepción sobre la economía española por parte de los inversores. La prima de riesgo cayó 170 puntos durante el año y el interés sobre la deuda española bajó de 5,26% a 4,14%, demostrando que el mercado ve las reformas políticas y la estabilidad como buenas señales para invertir en las empresas españolas.

El comportamiento del título de Repsol ha seguido una evolución muy similar a la del IBEX, tal como se observa en el siguiente cuadro, con un incremento del 19,5%:



En comparación con el sector, la acción de Repsol se ha comportado mejor que la media de sus comparables europeos. Las empresas europeas del sector se han revalorizado una media de 10.4%, mientras que la acción de Repsol, como mencionamos anteriormente, se revalorizó en un 19,5%.

Comportamiento de la acción de Repsol en 2013 frente a sus comparables



Nota: media del sector formada por Repsol, BP, ENI, Total, RDS (B), OMV y Statoil.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2013 y 2012 se expone a continuación:

	2013	2012
PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES		
Cotización al cierre del ejercicio ⁽²⁾ (euros)	18,3	15,3
Cotización media del ejercicio (euros)	17,5	16,2
Precio máximo del periodo (euros)	19,8	24,1
Precio mínimo del periodo (euros)	15,1	11
Capitalización bursátil (millones de euros) ⁽¹⁾	23.861	19.263
PER ⁽³⁾	122,1	9,3
Rentabilidad por dividendo pagado ⁽⁴⁾ (%)	6,0	4,7
Fondos propios por acción ⁽⁵⁾	21,29	21,48

(1) Corresponde al precio de cotización por acción a cierre por el número de acciones en circulación.

(2) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(3) PER es el precio de cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante

(4) Corresponde a la retribución por acción entre la cotización al inicio del periodo. Se calcula sobre dividendos pagados

(5) Corresponde a los Fondos Propios / número medio de acciones en circulación al cierre.

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1) UPSTREAM

Nuestras actividades

El área de *Upstream* de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y con el medio ambiente. Las actividades de exploración y producción son:

- **Nuevas áreas:** Identificación y entrada en nuevos proyectos (crecimiento orgánico o inorgánico).
- **Exploración:** Actividades de geología, sísmica, geofísica y perforación de sondeos exploratorios en la búsqueda de recursos de hidrocarburos.
- **Evaluación:** Definición de las recursos descubiertos y determinación de su comercialidad.
- **Desarrollo:** Perforación de los pozos productivos e instalaciones para la puesta en producción de las reservas.
- **Producción:** Explotación comercial de hidrocarburos.

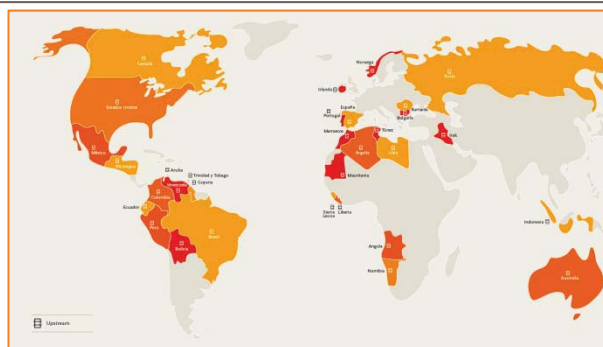
Principales magnitudes

	2013	2012
UPSTREAM:		
Dominio minero no desarrollado Neto (Km ²)	223.363	221.228
Dominio minero desarrollado Neto (Km ²)	880	935
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	422	428
Reservas de Gas Natural (Mbep)	1.093	866
Ratio de reemplazo de reservas (%)	275	204
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)(\$/bep) ⁽¹⁾	11,5	12,3
Producción neta de hidrocarburos día (Kbep/d)	346	332
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	88,7	89,0
Precio medio de realización de gas (\$/bep)	22,5	20,9
Coste de extracción ⁽²⁾ (net lifting cost - \$bbl)	5,0	3,8
Finding cost (media trianual) (\$/bep) ⁽³⁾	6,0	9,0

(1) Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración)/Descubrimientos y Extensiones

(2) Coste Reemplazo Reservas: Inversión Total (sin Almac. de Gas ni Licuación ni Regasificación ni Otras Inversiones) /Adición Reservas Netas (sin venta Reservas)

(3) Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta



Nuestra visión de futuro

La actividad de Exploración y Producción constituye nuestro motor de crecimiento. En esta área, la estrategia se basa en el aumento de la producción y las reservas, el mantenimiento de la intensa actividad exploratoria, la diversificación geográfica, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de sus activos.

Principales acontecimientos del periodo

- Se inicia la explotación comercial del campo Sapinhoá, situado en el pre-salino brasileño (enero).
- Se completó el proceso de constitución de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%) en Rusia (enero).
- Inicio de la producción en Syskonsyninskoye (SK) en Rusia (febrero).
- Descubrimiento de gas en el bloque SE Illizi en Argelia, así como tres descubrimientos en el North Slope de Alaska (abril).
- Descubrimientos en el bloque BM-S-50 en aguas profundas en la cuenca de Santos en Brasil, en el bloque Karabashsky-2 en Rusia y el bloque Cosecha en Colombia (junio).
- Seis nuevas licencias exploratorias en Noruega (1er semestre).
- Se inaugura la fase II en Bolivia del proyecto Margarita-Huyaca (octubre).
- Descubrimiento de petróleo en Libia en el bloque NC115 (octubre).
- El buque de perforación de séptima generación "Ocean Rig Mylos" comenzó a perforar en Brasil (noviembre)
- Paradas de producción en Libia por problemas no asociados a la operación (2do semestre).
- Entrada en dos nuevos países: Nicaragua y Rumanía.
- Puesta en marcha nuevo pozo de gas en Margarita-Huacaya en Bolivia (diciembre).
- Solicitud declaración de comercialidad del campo Carioca, en las aguas profundas de la cuenca de Santos, en Brasil (diciembre).

Nuestro desempeño en 2013

Millones de euros	2013	2012	Variación
Resultado de explotación			
América del Norte y Brasil	205	380	-46,05%
Norte de África	752	1.298	-42,06%
Resto del mundo	800	530	50,94%
Total	1.757	2.208	-20,43%
Inversiones ⁽¹⁾	2.317	2.423	-4,37%

⁽¹⁾ La inversión en desarrollo representó el 71% del total (34% EE.UU., 17% Venezuela, 15% Brasil, 12% Trinidad y Tobago, 9% Bolivia y 5% Perú). La inversión en exploración supuso un 24% (26% EE.UU., 21% Brasil, 9% Noruega, 8% Canadá, 8% Irak y 7% Irlanda).

5.1.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL UPSTREAM

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

Al cierre del ejercicio 2013, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 31 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 25 de ellos.

Las siguientes tablas muestran la información de dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo de Repsol por área geográfica:

(km2)	Dominio minero desarrollado y no desarrollado (2013)			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
Europa	22	17	64.677	32.649
Latinoamérica	1.862	513	119.074	60.741
Brasil	98	8	3.659	468
Perú	167	17	38.814	15.974
Trinidad y Tobago	180	66	7.972	3.327
Venezuela	777	186	2.214	667
Resto de países América del Sur	640	237	66.415	40.306
América del Norte	866	69	40.249	11.029
África	643	175	152.024	82.204
Asia	215	105	42.905	24.192
Oceanía	-	-	12.548	12.548
Total	3.608	880	431.477	223.363

- (1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.
- (2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos productivos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Incluye también la superficie exploratoria.
- (3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.
- (4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Dominio minero												
	Nº de bloques (2)				Área bruta (km2) (1)				Área neta (km2) (1)			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración		Desarrollo (3)		Exploración	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	10	12	49	41	399	468	64.301	41.578	332	389	32.334	18.170
Latinoamérica	51	50	20	27	17.294	17.047	103.642	86.833	5.724	5.685	55.531	41.301
Brasil	3	2	4	10	956	723	2.801	6.161	113	78	363	1.219
Perú	2	2	5	5	2.020	2.020	36.961	36.961	202	202	15.789	19.017
Trinidad y Tobago	7	7	1	-	5.579	5.579	2.574	-	2.363	2.363	1.030	-
Venezuela	8	8	-	1	2.990	2.980	-	518	853	849	-	207
Resto de países de América del Sur	31	31	10	11	5.749	5.745	61.306	43.194	2.193	2.193	38.350	20.858
América del Norte	7	7	517	474	18.208	1.157	22.908	27.504	2.009	559	9.089	9.791
África	4	5	34	37	12.059	12.274	140.607	172.166	2.564	2.692	79.815	107.470
Asia	16	14	21	20	2.076	1.404	41.043	35.612	1.017	1.181	23.280	22.376
Oceanía	-	-	1	1	-	-	12.548	12.548	-	-	12.548	12.548
Total	88	88	642	600	50.036	32.351	385.049	376.242	11.647	10.506	212.596	211.657

- (1) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.
- (2) El número de bloques no incluye el activo no convencional Mississippian Lime en Estados Unidos.
- (3) Incluye aquel dominio minero en desarrollo y en producción.

Pozos exploratorios terminados y en curso											
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso		
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	
Europa	-	-	4	1	-	-	4	1	-	-	
Latinoamérica	2	4	6	5	-	1	8	10	-	4	
Brasil	1	1	4	1	-	1	5	3	-	4	
Perú	-	1	-	1	-	-	-	2	-	-	
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resto de países de América del Sur	1	2	1	2	-	-	2	4	-	-	
América Central	-	-	1	1	-	-	1	1	-	-	
América del Norte	3	-	1	1	-	2	4	3	-	-	
África	2	1	3	1	-	2	5	4	2	1	
Asia	1	-	1	-	-	-	2	-	2	-	
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	8	5	15	8	-	5	23	18	4	5	

Pozos de desarrollo terminados								
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	95	75	6	5	6	4	107	84
Brasil	4	1	-	1	-	-	4	2
Perú	1	3	-	1	-	-	1	4
Trinidad y Tobago	5	4	-	-	2	1	7	5
Venezuela	29	20	-	1	1	1	30	22
Resto de países de América del Sur	56	47	6	2	3	2	65	51
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	406	254	-	1	1	5	407	260
África	23	2	-	-	-	-	23	2
Asia	31	4	2	-	6	-	39	4
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	555	335	8	6	13	9	576	350

PRODUCCIÓN Y RESERVAS

La producción media del año 2013 (346 Kbp/d) ha sido un 4% superior a la del 2012 (332 Kbp/d). La puesta en marcha de cinco de los diez grandes proyectos y las menores paradas producidas en Trinidad y Tobago han compensado la interrupción de la producción en Libia, parada durante más de 100 días en el año, y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador. La producción media del año 2013 habría sido un 8% superior a la del 2012 si Libia hubiera operado con normalidad. El 4 de enero de 2014 se volvió a reestablecer la producción en Libia.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica						
	2013			2012		
	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)
Europa	2	1	3	1	2	1
Latinoamérica	24	395	94	24	372	90
Brasil	3	*	3	2	*	2
Perú	4	40	11	3	39	10
Trinidad y Tobago	4	253	49	4	240	47
Venezuela	5	47	13	5	48	13
Resto de países de América del Sur	8	54	18	10	45	18
América del Norte	10	9	11	10	5	11
África	11	11	13	17	12	19
Asia	4	8	5	1	-	1
Producción total neta	51	424	126	52	391	122

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1

Pozos productivos por área geográfica				
	Petróleo		Gas	
	2013	2012	2013	2012
Europa	10	9	1	1
Latinoamérica	1.098	1.083	180	166
Brasil	17	16	-	-
Perú	-	-	20	21
Trinidad y Tobago	97	96	47	48
Venezuela	366	333	25	23
Resto de países de América del Sur	618	638	88	74
América del Norte	811	304	-	-
África	248	240	83	83
Asia	362	332	7	-
Oceanía	-	-	-	-
Total	2.529	1.968	271	250

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas y en desarrollo del área de *Upstream* de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2013, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Productivo /en desarrollo	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
España	Lubina	100,00%	Productivo	O	L
España	Casablanca-Montanazo	68,67%	Productivo	O	L
España	Boquerón	61,95%	Productivo	O	L
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,00%	Productivo	NO	L-G
Trinidad y Tobago	TSP	70,00%	Productivo	O	L-G
Trinidad y Tobago	5B Manakin	30,00%	En desarrollo	NO	L-G
Resto (América del Sur)					
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	Productivo	NO	L
Brasil	Albacora Leste	6,00%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	Productivo	O	L-G
Bolivia	Sabalo	24,46%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	Productivo	NO	L-G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	Productivo	NO	L
Colombia	Cosecha	17,50%	En desarrollo	NO	--
Ecuador	Bloque 16	35,00%	Productivo	O	L
Ecuador	Tivacuno	35,00%	Productivo	O	L
Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni)	53,84%	En desarrollo	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	En desarrollo	O	G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	Productivo	O	G
Venezuela	Yucal Placer	15,00%	Productivo	NO	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Quiriquire	40,00%	Productivo	O	L-G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	En desarrollo	O	L
América del Norte					
	---	---		---	---
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	Productivo	NO	L-G
Estados Unidos	Mississippian Lime	7,42%	Productivo	NO	L-G
África					
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Productivo	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	En desarrollo	O	G
Libia	NC-115	20,00%	Productivo	O	L
Libia	NC-186	16,00%	Productivo	O	L
Asia					
Rusia	SK	49,00%	Productivo	O	L-G
Rusia	YK	49,00%	En desarrollo	O	--
Rusia	SNO	49,00%	Productivo	O	L
Rusia	TNO	49,00%	Productivo	O	L

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2013		A 31 diciembre 2012	
	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas
	(\$/Bbl)	(\$/Boe)	(\$/Bbl)	(\$/Boe)
Europa	108,12	63,27	110,13	65,11
América del Sur	82,18	22,41	75,99	20,43
América del Norte	102,36	28,78	103,80	37,43
África	108,51	-	110,33	-
Asia	60,13	10,69	65,15	-
Oceanía	-	-	-	-
TOTAL	88,68	22,46	88,96	20,87

Reservas


Al cierre de 2013, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.515 Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep (72,2%), a gas natural.


<i>Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo</i>	Reservas probadas	
	2013	2012
Europa	4	5
América del Sur	1.287	1.033
América del Norte	46	53
África	139	152
Asia	39	51
Oceanía	-	-
TOTAL	1.515	1.294

En 2013, la evolución de las reservas fue positiva, con una incorporación total de 347 Mbep, procedentes principalmente del Proyecto Cardón IV en Venezuela, incorporaciones en BPTT en Trinidad y Tobago, y revisiones en los Bloques 56 y 88 en Perú. En 2013, se consiguió un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 275% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (87% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 401% en gas natural), lo que incluso mejora los muy buenos ratios de 2012 (204%) y 2011 (162%), incorporando recursos que fortalecen significativamente su crecimiento futuro.



5.1.2. ACTIVIDADES EN LAS PRINCIPALES ZONAS GEOGRÁFICAS



Norteamérica


<p>Canadá</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • A principios de 2013 Repsol obtuvo la adjudicación de un nuevo bloque exploratorio marino en la Ronda Exploratoria NL12-02-Flemish Pass. El bloque EL-1134 se adjudicó al consorcio en el que Repsol participa con el 25%. El bloque se localiza en la cuenca de Southern Flemish. • La entrada en este nuevo bloque exploratorio, que se añade a los siete ya existentes, demuestra el compromiso de Repsol para la creación de un portafolio de proyectos en el offshore de Canadá, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y crecimiento en países de la OCDE.
--	---

<p>EE.UU.</p> 	<p>La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran materialidad, en ambos casos tanto <i>onshore</i> como offshore, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas de crecimiento de la compañía. Repsol participa en Estados Unidos en más de 500 bloques, así como en los activos de Mississippian Lime.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • En el Golfo de México, Repsol obtuvo la adjudicación, en la Ronda Exploratoria 227 de marzo de 2013, de dos nuevos bloques exploratorios. Los bloques marinos son Green Canyon-GC 581 en el que Repsol participa con un 40% y Atwater Valley-AT 172 en el que participa con el 100%.
	<ul style="list-style-type: none"> • En abril de 2013, Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo en Alaska en la campaña exploratoria 2012-2013. Los pozos Qugruk 1 (Q-1) y Qugruk 6 (Q-6), mostraron hidrocarburos en dos niveles, mientras que en el pozo Qugruk 3 (Q-3) se encontraron hidrocarburos en múltiples niveles. Los trabajos de evaluación y exploración continuarán durante el invierno de 2013-2014. Repsol es, con una participación del 70%, la compañía operadora del consorcio descubridor.
	<ul style="list-style-type: none"> • En Alaska, se adjudicaron oficialmente a Repsol los 41 bloques previamente notificados como mayor oferta realizada en las rondas NS-2012W y BS-2012W de Alaska North Slope en noviembre de 2012.
	<ul style="list-style-type: none"> • En el activo de recursos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime, entre los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, se continuó en 2013 con la intensa campaña de perforación con más de 400 pozos productores perforados en el año.
	<ul style="list-style-type: none"> • En el activo productivo de Shenzi, ubicado en las aguas profundas del Golfo de México y donde Repsol tiene un 28% de participación, en 2013 se perforaron dos pozos de desarrollo y se inició un nuevo pozo. Actualmente hay 16 pozos en producción (14 a través de la plataforma Shenzi y dos a través de la plataforma Marco Polo) y se han perforado 4 pozos inyectoros, dos de ellos en el año 2013.
	<ul style="list-style-type: none"> • En el primer semestre de 2013 se inició la perforación del segundo sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que se prevé finalizar en los primeros meses de 2014.

Latinoamérica

<p>Brasil</p> 	<p>Los descubrimientos exploratorios realizados en Brasil en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), creando la sociedad Repsol Sinopec Brasil, refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo y una de las claves de crecimiento en el área de <i>Upstream</i> de Repsol. La compañía tiene en Brasil un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos Sapinhoá y Albacora Leste y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • En enero de 2013 comenzó la producción en el campo de Sapinhoá con el primer pozo productor en el área sur, en el bloque BM-S-9 en el presalino de las aguas profundas de la cuenca de Santos. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 25%. La producción de este crudo de gran calidad se realiza en el área sur a través de la plataforma flotante que produce, almacena y traslada el petróleo a otro buque (FPSO) “Cidade de São Paulo” con capacidad para procesar 120.000 barriles de crudo al día y 5 millones de metros cúbicos diarios de gas. Dentro del plan de desarrollo completo del área, se conectarán a la plataforma nuevos pozos productivos, con los que se espera alcanzar durante 2014 una producción total de crudo de 120 kbb/d. En una segunda fase de desarrollo del Campo Sapinhoá en su área norte, se instalará la plataforma FPSO “Cidade de Ilhabela” que tiene una capacidad de producción diaria de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos diarios de gas. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En 2013 se realizaron las pruebas de producción (EWT) en Sapinhoá Norte en el bloque BM-S-9 conectando con la plataforma FPSO Cidade de São Vicente. Las pruebas dieron unos resultados muy positivos con un petróleo de alta calidad. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En junio de 2013 se realizó un importante descubrimiento exploratorio de petróleo con el sondeo Sagitario en el bloque BM-S-50 en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino de Brasil. Este es el primer pozo perforado en el bloque BM-S-50. La compañía IHS lo incluyó en su lista de los diez mayores descubrimientos mundiales realizados en el primer semestre de 2013. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 20% en este bloque. 	
<ul style="list-style-type: none"> • El buque de perforación de séptima generación “Ocean Rig Mylos” llegó al Bloque 33 en la cuenca marina de Campos de Brasil a finales de octubre de 2013 y comenzó las actividades de perforación en noviembre. Este Rig es uno de los más modernos y seguros del mundo y puede utilizarse para perforaciones en lámina de agua de hasta 3.700 metros. Repsol contrató este Rig en el año 2012 por un período de tres años con opción de extenderlo dos más. Se empleará inicialmente para el plan de evaluación del Bloque 33. El Bloque BM-C-33 es operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en colaboración con Statoil (35%) y Petrobras (30%). 	
<ul style="list-style-type: none"> • En 2013 se continuó con los trabajos del plan de evaluación y conceptualización del futuro desarrollo del proyecto Carioca en el bloque BM-S-9. Se realizó un test de formación (TFR) en Carioca Norte y se perforó el sondeo Carioca SW con resultados muy positivos. En diciembre de 2013 se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) la Declaración de Comercialidad del campo Carioca, incluyendo la zona noreste y suroeste del área del Plan de Evaluación y devolviendo la zona sureste que incluye los prospectos Abaré, Abaré Oeste, Iguazú Norte e Iguazú Sur. 	
<p>Bolivia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En octubre de 2013 los Presidentes de Bolivia y de Repsol, inauguraron, en el marco de la segunda fase de desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, la ampliación de la planta de procesamiento de gas. Se aumentó la capacidad de la planta, con una producción de gas actual de 14 millones de metros cúbicos diarios. El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016. El plan de desarrollo del área en su fase final contempla la perforación de cuatro pozos, dos de los cuales ya se han completado y la ejecución de trabajos de sísmica 2D y 3D, con lo que se podrá seguir aumentando la producción. • Para incorporar los nuevos pozos al sistema de producción, en 2013 se concluyó la construcción de 29 km de ductos y se amplió la estación de compresión de Villamontes. • El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%. • En diciembre de 2013 se inició la producción del pozo Margarita 6 con seis millones de metros cúbicos diarios de gas. Este pozo es el segundo en entrar en producción, de los cuatro de la segunda fase del proyecto Margarita-Huacaya y permite incrementar hasta los 15 millones de metros cúbicos de gas diarios, la producción total de Margarita-Huacaya

<p>Perú</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En 2013 el suministro de gas natural a la planta de licuación de Peru LNG procedente de la región de Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10% en los bloques 56 y 88, continuó con normalidad. En estos bloques se encuentran en producción los campos Cashiriari y San Martín.y su producción está destinada al mercado local, además de al abastecimiento de Peru LNG. • El campo Kinteroni en el bloque 57 quedó en 2013 en disposición de iniciar su producción, pendiente sólo de concretar aspectos comerciales. El campo Kinteroni se localiza en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. • Las autoridades de Perú anunciaron a mediados de 2013 la reanudación de las obras de ampliación que se están llevando a cabo en el ducto del gas de Camisea, lo que permitirá aumentar la capacidad actual del mismo de 1.230 a 1.540 millones de pies cúbicos diarios. Este ducto está operado por la compañía Transportadora de Gas del Perú (TGP) donde Repsol tiene una participación del 10%. A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás la venta del 10% de participación de Repsol en el gaseoducto TGP cuyo perfeccionamiento está sujeto al cumplimiento de condiciones suspensivas. Esta operación se enmarca dentro del objetivo de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol (véase Nota 37 <i>Hechos posteriores</i> de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013).
<p>Venezuela</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En el proyecto de desarrollo de gas del campo Perla, en el bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela, el consorcio (donde Repsol tiene un 32,5%) continuó en 2013 avanzando en el plan de desarrollo. En dicho plan actualizado de este proyecto clave se contemplan tres Fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscfd). Adicionalmente se estima una última Fase para alcanzar 1.200 Mscfd. La primera fase de 150 Mscfd se estima que se pondrá en producción a finales de 2014. • En el año 2013 se realizaron los trabajos de ingeniería de detalle para la planta de procesamiento en tierra firme, se adjudicó el contrato de suministro de equipos para la planta y se firmó el contrato para su construcción. También se adjudicó el contrato EPC (“Engineering, Procurement and Construction”) para la construcción de la instalaciones marinas, se avanzaron los trabajos de instalación de la línea de producción (aproximación a costa), se adjudicó el contrato del equipo de perforación, se realizaron los trabajos de movimiento de tierra y se inició la ingeniería de detalle de los tanques de condensado. • En 2013 se avanzó en los trabajos de desarrollo del proyecto de crudos pesados de Carabobo, otro proyecto clave de crecimiento en Venezuela y donde Repsol tiene una participación del 11%. Continuó la campaña sísmica en curso, se aprobó la contratación de una planta de procesamiento con capacidad de 30.000 barriles de crudo diarios para la producción temprana acelerada, se aprobó la instalación futura de dos nuevas plantas de 30.000 Bbld y se adjudicó el contrato FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de <i>Upstream</i>. • Se estima que la producción temprana se iniciará en torno a 2016 y previsiblemente se alcanzará el “plateau” de producción de 400.000 Bbld en 2019 con la puesta en marcha del mejorador. Esta instalación, con una capacidad para procesar 200.000 Bbld, permitirá incrementar la calidad del crudo hasta los 32° API. • En el primer semestre del año Repsol abrió una nueva oficina en Venezuela en la ciudad de Maracaibo.


Trinidad y Tobago 	<ul style="list-style-type: none"> En Trinidad&Tobago, durante 2013 se continuó con la campaña de perforación de pozos de desarrollo en los campos Savonette e Immortelle. La sociedad bpTT, donde Repsol tiene un 30%, opera una extensa área offshore, destinándose la producción de gas de estos campos a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG.
	<ul style="list-style-type: none"> En el bloque TSP, durante 2013 se avanzó en la preparación de la campaña de perforación a realizar en 2014. Se estima que se perforarán con dos rig, entre 6 y 8 pozos de desarrollo. Repsol es el operador en TSP con un 70% de participación.
	<ul style="list-style-type: none"> En noviembre de 2013 se procedió a la firma del contrato exploratorio del bloque 23b. Este nuevo bloque exploratorio en aguas profundas está participado por Repsol con un 40% de interés.

Otros países de Latinoamérica


<ul style="list-style-type: none"> En Colombia, en el bloque terrestre exploratorio Cosecha participado en su fase exploratoria por Repsol con el 25%, se produjo un descubrimiento con el sondeo REX-1 durante el primer semestre de 2013. El bloque se encuentra en la Cuenca de Llanos. En el bloque exploratorio marino Tayrona donde Repsol participa con el 30%, en 2013 se finalizó la campaña sísmica y se definió la ubicación del primer pozo exploratorio previsto para el año 2014. La licencia ambiental fue otorgada en mayo de 2013.
<ul style="list-style-type: none"> En México, Repsol operaba en 2013 el bloque Reynosa-Monterrey, en la cuenca de Burgos, a través de un contrato de servicios múltiples. A finales de 2013 había en producción cerca de 40 pozos cuya producción no se incluye en los libros de Repsol por pertenecer a la compañía nacional Pemex. Por indicaciones de Pemex los trabajos durante el año 2013 se centraron básicamente en servicios de mantenimiento. El contrato de Servicios con Pemex finalizó el 8 de enero de 2014 y se procedió a la entrega de las instalaciones a Pemex.
<ul style="list-style-type: none"> En Ecuador, en los bloques 16 y Tivacuno donde Repsol es la compañía operadora bajo la modalidad de Contrato de Servicios se alcanzó en el año 2013 una producción total acumulada de 300 millones de barriles.
<ul style="list-style-type: none"> En Aruba, en febrero de 2013 Repsol abrió una oficina de representación permanente en el país, donde opera un extenso bloque marino exploratorio. En el año 2013 se completó en este bloque el registro de una campaña sísmica 2D y a finales de año se finalizó su procesado.
<ul style="list-style-type: none"> En Guyana, en mayo de 2013, Repsol firmó un nuevo contrato PSC (Production Sharing Contract) con el Gobierno de Guyana para la exploración del bloque offshore denominado Kanuku.
<ul style="list-style-type: none"> En Nicaragua, a finales de 2013 se completó la entrada de Repsol en el país, con un 20% de participación en los Bloques Tyra e Isabel. La operación estaba pendiente de ratificación oficial a 31 de diciembre de 2013.


África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, especialmente en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, en Angola, Túnez, Marruecos, Mauritania, Namibia, Sierra Leona y Liberia.


Libia 	<ul style="list-style-type: none"> En octubre de 2013, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo muy ligero de alta calidad (39° API) en la Cuenca de Murzuq. El hallazgo se produjo con el pozo A1-129/02 en el bloque NC115. Repsol es la compañía operadora en el área exploratoria del bloque, con un 40% de la participación.
	<ul style="list-style-type: none"> Durante algo más de 100 días en el año 2013, la producción en los bloques NC115 y NC186 se vio afectada por problemas no asociados a la operación. A principios de enero de 2014 se reanudó la producción.


<p>Argelia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En el segundo trimestre de 2013 se produjo, con el pozo Tin Essameid Est-1 (TDE-1), el segundo descubrimiento exploratorio de gas en el bloque Sud-Est Illizi. En 2013 se presentó a Sonatrach, el plan de delineación de estos dos descubrimientos realizados durante el primer periodo exploratorio, así como el pase al segundo periodo. Repsol es la operadora del consorcio con un 25,7% de la participación en el contrato. • En el importante proyecto de desarrollo de gas de Reggane, en el mes de julio de 2013 concluyó la ingeniería FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones de superficie y se inició el proceso de petición de ofertas del contrato de Ingeniería de Detalle y Construcción de la planta de tratamiento de gas, línea de exportación y sistema de colecta que conectará los pozos con la planta. También en 2013 se inició el proceso de petición de oferta de los rigs de perforación. Se estima que la perforación de los primeros pozos de desarrollo se iniciará en el año 2014. • En septiembre se inició la campaña de registro de sísmica 3D en el campo de Reggane, al que seguirán los campos de Azrafil SE y Khalouche South. • Repsol co-opera este proyecto con un 29,25% de participación. • En septiembre de 2013 se devolvió a la compañía estatal argelina Sonatrach el Bloque Issaoaune, en el que Repsol operaba tres campos, Tifernine, TIM y BEQ. Esta cesión se produjo a la expiración del período de explotación concedido de 15 años.
<p>Angola</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En abril de 2013 se inauguró la nueva oficina en Angola, donde Repsol tiene presencia en tres bloques exploratorios (22, 35 y 37). Repsol es la compañía operadora en el bloque 22 con un 30% de participación, tiene un 25% en el bloque 35 y un 20% en el bloque 37. • En 2013 se firmó un acuerdo de colaboración con la empresa petrolera estatal Sonangol, para emplear en Angola la tecnología exploratoria de vanguardia desarrollada por Repsol con el proyecto Caleidoscopio y empleada con éxito en el offshore de Brasil.
<p>Liberia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En el bloque LB-10, donde Repsol participa con el 10%, en 2013 se finalizó la interpretación de los objetivos perforables y se seleccionaron dos de ellos con el objetivo de acometer la perforación de los mismos durante 2014. • En junio de 2013 los socios de los bloques LB-16 y 17, tras los estudios realizados, comunicaron a las autoridades de Liberia la decisión de no pasar a la segunda fase exploratoria.
<p>Túnez</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En la primera mitad de 2013 se realizó una campaña de registro de sísmica 2D sobre los tres bloques offshore exploratorios que Repsol opera con el 50% de participación. El procesado de la misma se completó durante el último trimestre del año. • A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades del país una extensión del período exploratorio en los tres bloques con el objeto de completar la evaluación del potencial del área.
<p>Namibia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En febrero de 2013, se hizo efectivo el acuerdo firmado en julio de 2012, por el que Repsol adquirió a la compañía Arcadia Petroleum Ltd un 44% de participación en la licencia exploratoria 0010, situada en las aguas de Namibia y que comprende los bloques offshore 1910A, 1911 y 2011A. Repsol asumió la condición de operador.
<p>Marruecos</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades de Marruecos una licencia exploratoria para el Bloque marino “Gharb” tras los buenos resultados en la evaluación geológica y económica llevada a cabo durante la licencia de reconocimiento.


Mauritania 	<ul style="list-style-type: none"> A finales de 2013 se inició la perforación del sondeo exploratorio Ouguiya-1 en el bloque TA-10 en la cuenca de Taoudenni. Repsol con una participación del 70% es la compañía operadora.
--	---

Sierra Leona 	<ul style="list-style-type: none"> A la fecha se han cumplido todos los compromisos de actividades exploratorias asumidas con las autoridades del país en esta fase exploratoria del bloque SL-07B-10. Actualmente se están analizando junto con los socios del bloque las alternativas a seguir, antes que finalice la fase exploratoria del bloque (agosto de 2014).
--	---






Asia


Rusia 	<ul style="list-style-type: none"> En enero de 2013 Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en la joint venture AR Oil and Gaz BV (AROG), que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se puso en producción a finales de febrero de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación, previo a su puesta en desarrollo. Con todo ello a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).
	<ul style="list-style-type: none"> En febrero de 2013, se inició la producción de gas en el campo Syskonsyninskoye (SK), en la región Khanty-Mansiysk de la estepa siberiana. El desarrollo completo del campo contempla un total de 11 pozos productores que se estima estarán todos en producción a lo largo de 2014.
	<ul style="list-style-type: none"> A mediados de 2013 se produjo un descubrimiento exploratorio con el sondeo Gabi 3 en el bloque Karabashsky-2 ubicado en Siberia, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación. También se finalizó en 2013 el sondeo Gabi 1 en el bloque Karabashsky-1 (100% Repsol) con muy buenos resultados, los cuales se confirmarán con las pruebas de producción en 2014.
	<ul style="list-style-type: none"> En 2013 se incorporaron al Dominio Minero de la compañía dos nuevos bloques exploratorios en Siberia, Karabashsky-3 y Karabashsky-9, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación.

Indonesia 	<ul style="list-style-type: none"> En junio de 2013 las autoridades de Indonesia autorizaron la entrada de Repsol, con una participación del 30%, en el bloque exploratorio marino Cendrawasih. Este nuevo bloque exploratorio se añade a los otros cinco en los que Repsol ya participa en las aguas de Indonesia.
---	--

Irak 	<ul style="list-style-type: none"> En 2013 finalizaron los trabajos de procesado e interpretación de los resultados de las campañas de adquisición de Sísmica 2D realizada en 2012 en los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze. Como resultado se definieron los objetivos a perforar, en uno de ellos se comenzaron en el cuarto trimestre de 2013 los trabajos de perforación con el sondeo Zewe 1 en el bloque Piramagrun. El segundo sondeo con el pozo exploratorio Binari Serwan en el bloque Qala Dze, se estima que esté terminado en la primera mitad de 2014.
	<ul style="list-style-type: none"> En el cuarto trimestre de 2013 se materializó la compra por parte de la compañía Maersk de un 50% del interés de Repsol en los bloques Piramagrun y Qala Dze. Con esta dilución, Repsol queda con un 50% de participación en el Área y mantiene la operación.

Europa

Noruega 	Repsol ha venido consolidando en los últimos años una amplia cartera de proyectos en este país escandinavo, en línea con la estrategia de diversificación geográfica y aumento de la presencia en países OCDE. En diciembre de 2013 Repsol participaba en 18 licencias exploratorias en aguas de Noruega, en 6 de ellas como operador (PL-531, PL-541, PL-642, PL-692, PL-705 y PL-711).
	<ul style="list-style-type: none">• En enero de 2013 se hizo efectiva la entrada de Repsol, con una participación del 20%, en la licencia PL628. La licencia se sitúa en el Mar del Norte.
	<ul style="list-style-type: none">• En el primer trimestre de 2013 el Norwegian Petroleum Directorate anunció la adjudicación a Repsol de una licencia en el mar de Noruega (PL 692) de la que es la compañía operadora con una participación del 40%.
	<ul style="list-style-type: none">• En junio de 2013 el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega anunció el otorgamiento a Repsol de cuatro licencias exploratorias en la Ronda 22. Repsol será la compañía operadora en dos de estas licencias. Dos se sitúan en el Mar de Noruega (PL704 Repsol 30% y PL705 Repsol 40% y operador) y las otras dos en el Mar de Barents (PL711 Repsol 40% y operador y PL721 Repsol 20%).
	<ul style="list-style-type: none">• En el último trimestre del año se materializó la dilución de un 15% de participación en la licencia PL541 a favor de la compañía Explora Petroleum. Repsol mantiene un 35% y la operación del área.
Irlanda 	<ul style="list-style-type: none">• En el segundo trimestre de 2013 se perforó el sondeo exploratorio Dunquin que tras los estudios realizados fue declarado no comercial en el tercer trimestre del año.
Portugal 	<ul style="list-style-type: none">• En el tercer trimestre de 2013 se hizo efectiva la adquisición por parte de Repsol de la participación del 50% que tenía Petrobrás en los bloques offshore Mexilhao, Ameijoa, Ostra y Camarao. Tras esta operación la participación de Repsol se eleva al 65% asumiendo la operación de las mismas.• En los bloques del Algarve (Lagosta y Lagostim) durante 2013 se continuó con el procesado de la sísmica 3D registrada en 2012. El resultado de estos trabajos se tendrá durante 2014 con el objeto de definir la ubicación del primer sondeo exploratorio. Repsol tiene un 90% de participación.
Rumanía 	<ul style="list-style-type: none">• En marzo de 2013 Repsol anunció la firma de un acuerdo con la filial rumana de la petrolera austriaca OMV (OMV Petrom), para explorar de forma conjunta los niveles profundos (entre 2.500 y 3.000 metros) en cuatro bloques en Rumanía. Los bloques están ubicados en la parte frontal de las fajas plegadas de los Cárpatos. La participación de Repsol en este proyecto es del 49% siendo la compañía operadora.
Bulgaria 	<ul style="list-style-type: none">• En 2013 se ratificó oficialmente la adjudicación, obtenida en 2012, del bloque exploratorio marino Han Asparuh, ubicado en el Mar Negro. Repsol participa con un 30%. Tiene un área de 14.220 km² y se sitúa en la subcuenca occidental del Mar Negro, a una profundidad de entre 200 y 2.000 metro de lámina de agua.

<p>España</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • La producción en los campos Lubina y Montanazo superó en 2013 los dos millones de barriles de petróleo totales producidos conjuntamente. La producción en estos campos, descubiertos en 2009 por Repsol, se inició en octubre de 2012. Lubina y Montanazo han multiplicado por cinco la producción anterior de la plataforma Casablanca. Gracias a la actividad de ambos yacimientos, se prolongará al menos otra década la vida productiva del resto de los campos que operan a través de Casablanca y permite la posibilidad de desarrollar nuevos campos. • La plataforma Casablanca obtuvo en 2013 la certificación del Sistema de Gestión Integrado, de acuerdo a las normas ISO9001, ISO14001 y OHSAS18001. De esta forma, Casablanca se sitúa en elevados estándares de integridad y seguridad de la industria para este tipo de instalaciones. • Repsol es la compañía operadora en los dos bloques, con una participación del 68,67% en Montanazo y del 100% en Lubina.
	<ul style="list-style-type: none"> • El Ministerio de Industria, Energía y Turismo aprobó en abril de 2013 la petición realizada por Repsol en enero de prorrogar el permiso Siroco A-D para la búsqueda de gas en los fondos marinos de la costa malagueña. Repsol es el operador del proyecto con un 60% de participación.
	<ul style="list-style-type: none"> • El Gobierno autorizó en 2013 el estudio del fondo marino en Canarias. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicó la autorización a Repsol del estudio del fondo marino frente a las costas de Lanzarote y Fuerteventura. El área comprende los bloques "Canarias 1 a 9" y los resultados se incorporarán al Estudio de Impacto Ambiental de los sondeos exploratorios a realizar. Repsol es operador con el 50% de la titularidad.

5.1.3. PROGRAMAS DE I+D DEL UPSTREAM

Durante el año 2013, se han desplegado un número significativo de Proyectos Estratégicos de Investigación en línea con los objetivos marcados en el Plan Estratégico de Tecnología E&P 2011-2015.

Dentro de las áreas tecnológicas clave, existen proyectos cuyo objetivo es entender cómo es el subsuelo a través del desarrollo de herramientas de simulación y caracterización de las rocas y de los fluidos contenidos en los almacenes, que permitan a la larga reducir los costes en exploración de hidrocarburos, proyectos centrados en la caracterización más específica de los fluidos durante su extracción y transporte, abordando también el aseguramiento del flujo. Otros proyectos estratégicos tiene como objetivo la optimización de yacimientos con incertidumbre. Para ello se han desarrollado un conjunto de tecnologías de captación de datos basadas en diferentes algoritmos propios que permiten la optimización en la toma de decisiones, simulación y valoración.

También se están desarrollando tecnologías relacionadas con hidrocarburos no convencionales, desde crudos extra pesados hasta shale gas/oil.

Por último, Repsol ha desarrollado en colaboración con un socio tecnológico, una tecnología de vigilancia y detección temprana de hidrocarburos en medio acuático, capaz de identificar cantidades muy pequeñas de forma automática en cualquier condición atmosférica o de luz. Se trata de un proyecto pionero desarrollado en el Centro de Tecnología Repsol que consta de un avanzado software de interpretación, capaz de funcionar de forma autónoma. La etapa de investigación ha finalizado con éxito y el desarrollo ya se encuentra implantado en la plataforma Casablanca (frente a las costas de Tarragona). Este proyecto es un ejemplo evidente del compromiso de Repsol con el medioambiente.

5.2) DOWNSTREAM

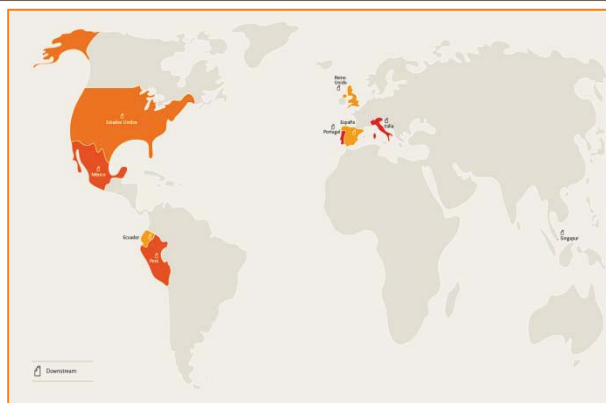
Nuestras actividades

El negocio de *Downstream* del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, el refinio de petróleo, la comercialización de productos petrolíferos y la producción y comercialización de productos químicos. Esto se realiza a través de 6 divisiones:

- **Refino:** se dedica a la obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** se dedica a la comercialización y venta de los productos de la compañía.
- **Trading&Transporte:** se dedica al suministro de crudos y productos al sistema de Refino, y al trading de crudos y productos fuera del sistema propio.
- **Química:** se dedica a producir y comercializar una amplia variedad de productos, y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada.
- **GLP:** se dedica a la producción, distribución y venta minorista de GLP.
- **Nuevas Energías:** esta división se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología, la electrificación del transporte y la generación renovable.

Principales magnitudes

	2013	2012
Capacidad de refinio (kbbbl/d)	998	998
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	102	102
Índice de conversión (%)	59	59
Crudo procesado (millones de t)	38,1	37,0
Europa	35,0	33,4
Resto del mundo	3,1	3,6
Indicador de margen de refinio (\$/Bbl)		
España	3,3	5,3
Perú	0,8	3,9
Número de estaciones de servicio	4.604	4.549
Europa	4.250	4.216
Resto del mundo	354	333
Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.177	42.744
Europa	39.066	38.277
Resto del mundo	4.111	4.467
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.337	2.308
Europa	2.023	1.997
Resto del mundo	314	311
Ventas de GLP (kt)	2.464	2.537
Europa	1.412	1.414
Resto del mundo	1.051	1.123



Nuestra visión de futuro

Consiste en maximizar el retorno de la inversión y la generación de caja, a través de:

- Reducción de las inversiones tras haber finalizado el ciclo inversor de activos y cartera.
- Maximización de los márgenes y el retorno de la inversión.
- Aumentar los beneficios a través de la eficiencia operativa y la excelencia.

Nuestro desempeño en 2013

	2013	2012	Variación
EBITDA	863	1.533	-43,71%
Resultado de explotación CCS	326	1.012	-67,79%
Resultado de explotación	42	1.013	-95,85%
Europa	65	723	-91,01%
Resto del mundo	-23	290	-107,93%
Inversiones ⁽¹⁾	656	666	-1,50%

⁽¹⁾ En 2013, la mayor parte de las inversiones del periodo se destinó a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.

Principales acontecimientos del periodo

- Inauguración de la nueva Unidad de Reducción de fuelóleos de la refinera de Petronor (abril).
- Apertura de la oficina comercial en Singapur (septiembre)
- Acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles y poliméricos en China.

5.2.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL DOWNSTREAM

REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Bilbao, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896 miles de barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102 miles de barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El ejercicio estuvo marcado, como en años anteriores, por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos disminuyó en los países de la OCDE, lo que afectó al negocio de refino, especialmente en Europa, donde los márgenes de refino se mantuvieron bajos. A la débil demanda y al exceso de capacidad de refino europeos se unen unas exportaciones crecientes de productos petrolíferos desde Estados Unidos (sobre todo de destilados medios) motivadas por las elevadas tasas de utilización de sus refinerías, cuyo origen son los bajos precios de crudos y costes energéticos derivados de la explotación de recursos no convencionales. Este hecho deprime aún más los márgenes de refino en el entorno europeo. Por esta razón, a lo largo de 2013 se sucedieron cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa con la clausura de las instalaciones menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres permitirán un mejor ajuste de la oferta a la demanda, lo que previsiblemente conducirá a una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados como es el caso de Repsol.

El índice de margen de refino en España se situó en 2013 en 3,3 dólares por barril, inferior al de 2012 (5,3 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 0,8 dólares por barril, frente a los 3,9 dólares por barril de 2012.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2013:

Capacidad de refino ⁽¹⁾	Destilación primaria (Miles de barriles por día)	Índice de conversión ⁽²⁾ (%)	Lubricantes (Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	896	63	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	998	59	265

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.

⁽²⁾ Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de *Downstream* procesaron 38,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 3% respecto a 2012, debido en parte al aumento de la capacidad de la refinería de Cartagena. La utilización media de la capacidad de refino fue del 78% en España, superior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue, en cambio, inferior al de 2012, pasando del 70% al 60% en 2013.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN

Miles de toneladas	2013	2012
Materia prima procesada ⁽¹⁾		
Crudo	38.074	36.960
Otras materias primas	7.312	8.213
Total	45.386	45.173
Producción de refino		
Destilados intermedios	22.299	21.863
Gasolina	7.587	7.165
Fuelóleo	3.555	4.474
GLP	929	961
Asfaltos ⁽²⁾	1.080	970
Lubricantes	232	184
Otros (excepto petroquímica)	6.059	5.827
Total	41.741	41.444

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo.

⁽²⁾ Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	2013	2012
Oriente Medio	14%	17%
Norte de África	13%	13%
África occidental	7%	6%
Latinoamérica	38%	40%
Europa	28%	24%
Total	100%	100%

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas 2013 2012

Ventas por áreas geográficas

Ventas en Europa	39.066	38.277
Marketing propio	19.170	19.417
Productos ligeros	16.587	16.618
Otros productos	2.583	2.799
Otras ventas ⁽¹⁾	6.734	7.131
Productos ligeros	6.484	6.567
Otros productos	250	564
Exportaciones ⁽²⁾	13.162	11.729
Productos ligeros	4.583	4.554
Otros productos	8.579	7.175
Ventas resto del mundo	4.111	4.467
Marketing propio	2.209	1.999
Productos ligeros	1.979	1.788
Otros productos	230	211
Otras ventas ⁽¹⁾	1.144	1.583
Productos ligeros	893	1.214
Otros productos	251	369
Exportaciones ⁽²⁾	758	885
Productos ligeros	283	344
Otros productos	475	541
Ventas totales	43.177	42.744

Ventas por canales de distribución

Marketing propio	21.379	21.416
Productos ligeros	18.566	18.406
Otros productos	2.813	3.010
Otras ventas ⁽¹⁾	7.878	8.714
Productos ligeros	7.377	7.781
Otros productos	501	933
Exportaciones ⁽²⁾	13.920	12.614
Productos ligeros	4.866	4.898
Otros productos	9.054	7.716
Ventas totales	43.177	42.744

⁽¹⁾ Incluyen ventas a operadores y bunker.

⁽²⁾ Expresadas desde el país de origen.

Tras la ejecución y puesta en marcha a finales de 2011 y principios de 2012 de los dos grandes proyectos en las refinerías de Cartagena y Petronor respectivamente, las líneas de actuación del negocio de refino se centran fundamentalmente en la optimización del esquema productivo y en la mejora de la eficiencia. En este sentido, se están ejecutando gran número de medidas de mejora de la eficiencia energética como vector más importante de optimización de costes operativos, de mantenimiento y mejora de la competitividad del negocio, de gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y de relación con el entorno del negocio, todo ello fundamentado en una adecuada gestión de las personas y en una política activa de seguridad, medioambiente e innovación.

En 2013 se avanzó en la construcción de la nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación, instalación conjunta con la empresa coreana SKL. Se espera poner en marcha esta nueva planta en el segundo semestre del año 2014.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, supondrá una inversión estimada de 250 millones de euros. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima que alimentará la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes avanzados, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 21.379 miles de toneladas en 2013, manteniéndose en línea con las del año anterior. Los descensos del consumo nacional, más moderados que en años anteriores y motivados por una contracción de la demanda, se han visto compensados con crecimiento internacional y nuevas oportunidades de negocio.

En este sentido, hay que destacar el éxito en la apertura de nuevas líneas de comercialización de productos en el exterior, el mantenimiento de la cuota en el mercado de gasolinas y gasóleos en España, y la mejora de la posición en Portugal.

En este difícil entorno, la gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2013, Repsol contaba con 4.604 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de *Downstream*. En España, la red estaba compuesta por 3.615 puntos de venta, de los cuales el 69,5% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal 433, Italia 202 y Perú 354.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2013 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol ⁽¹⁾	Abanderadas ⁽²⁾	Total
España	2.513	1.102	3.615
Portugal	262	171	433
Perú	114	240	354
Italia	71	131	202
Total	2.960	1.644	4.604

⁽¹⁾ Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

⁽²⁾ El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa, Petronor, CampsaExpress y Petrocat, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2013:

Marca	Puntos de venta
Campsa	163
Repsol	3.138
Petronor	290
Petrocat	21
Otras	3
Total	3.615

La ley 11/2013 del 26 de julio ha introducido una serie de medidas enfocadas a garantizar la estabilidad de precios de los carburantes e incrementar la competencia en el sector (véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 para más información en relación a la Ley 11/2013). En este nuevo contexto, Repsol desde su posición de líder del mercado, con una amplia cobertura geográfica, trabaja para afrontar eficientemente los nuevos retos que la legislación plantea.

Crecimiento y consolidación

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, cuyas campañas promocionales conjuntas ofrecían descuentos por compras, tanto en las estaciones de servicio de Repsol como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes. También ha consolidado su alianza estratégica con Burger King y ha avanzado en su plan de implantación de establecimientos Burger King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Como empresa implicada con la innovación tecnológica, Repsol, junto con La Caixa, ha apostado por la implantación del sistema de pago rápido “contactless”, el más ágil que existe en el mercado, sin necesidad de contacto con el cliente y de gran utilidad en establecimientos con gran afluencia, como las estaciones de servicio. Repsol es la primera empresa del Ibex35 que utiliza esta tecnología.

En 2013 se han puesto en marcha varios proyectos claves en los distintos segmentos, potenciando el valor de marca y la calidad de producto mediante la innovación, la excelencia en las operaciones y un equipo humano comprometido.

En línea con la vocación de Repsol de estar atentos a las tendencias cambiantes del mercado, la Compañía ha llevado a cabo una prueba piloto de un modelo de negocio basado en una creciente automatización de puntos de ventas. En 2013 se han abierto 26 puntos de venta de este nuevo modelo de negocio bajo la marca Campsa Express.

En el año 2013 Repsol ha consolidado su posición internacional como productor y comercializador de coque verde combustible realizando más del 50% de las ventas de este producto en el mercado exterior, llegando hasta un total de 20 países principalmente de Europa y norte de África.

En línea con esta idea de crecimiento y consolidación, Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación (SLCA), sociedad en la que Repsol posee el 50%, realiza operaciones de puesta a bordo en los dos principales aeropuertos españoles: Madrid-Barajas y Barcelona-El Prat. Gracias a ello, SLCA se mantiene como el segundo operador más importante en toda España por número de aeropuertos y por volumen de actividad.

Siguiendo la línea estratégica de la compañía de consolidar la posición comercial en Portugal, continúa el desarrollo de los proyectos logísticos de Boa Nova y Sines, lo que permitirá obtener una mejor posición para el aprovisionamiento en el país.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación, más del 60% de las ventas de Lubricantes y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con más de 60 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional, en septiembre de 2013 se abrió una oficina comercial en Singapur. Destaca también la construcción de la planta de bases de tercera generación en Cartagena.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2013 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes e impulsó el compromiso de sostenibilidad, de respeto medioambiental y de seguridad de las personas, desarrollando en el Centro de Tecnología Repsol productos respetuosos con el entorno, como el aceite Repsol Bio Telex 68 y los asfaltos verdes.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú, además de mantener posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2013, ha estado presente en cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2013 ascendieron a 2.464 miles de toneladas. Por su parte, las ventas totales en España aumentaron un 0,7% respecto al ejercicio anterior, motivado principalmente por el incremento de las ventas a la industria petroquímica, que ha compensado el descenso de la demanda minorista. En España, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron más del 50% en 2013, realizadas a través de una red de 222 agencias.

Miles de toneladas		
Volumen de ventas de GLP	2013	2012
Europa	1.412	1.414
España	1.281	1.271
Resto Europa ⁽¹⁾	131	143
Latinoamérica	1.051	1.123
Perú	665	622
Ecuador	386	374
Resto Latinoamérica ⁽²⁾	-	127
Total	2.464	2.537
Envasado	1.354	1.367
A granel, canalizado y otros ⁽³⁾	1.110	1.170
Total	2.464	2.537

⁽¹⁾ Portugal.

⁽²⁾ En 2012 Chile y Colombia.

⁽³⁾ Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, continúan regulados los precios de venta de GLP canalizado y del envasado con cargas entre 8 y 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

En el caso del GLP envasado, los precios han estado regulados a través del Real Decreto Ley 29/2012 y por la Orden IET/463/2013 de 21 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación

automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y sus posteriores resoluciones.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2013 alcanzó unas ventas de 131.344 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 20%.

En Latinoamérica, Repsol comercializa GLP envasado, granel, canalizado y automoción en los mercados doméstico, comercial e industrial de Perú y Ecuador, con unas ventas de 1.051 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 21 millones de vehículos (ocho millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas superó el 30% en 2013, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 200.000 vehículos a AutoGas en España.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2013 con 476 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, de los que 228 están en España. Adicionalmente en instalaciones de clientes ya existen 297 puntos de suministro.

En Perú, continúa vigente el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) que, entre otras medidas, establece la entrega de cupones descuento de 16 soles por balón de GLP de 10 kilogramos, lo que supone facilitar el acceso de los sectores más desfavorecidos del país al consumo de GLP y, por tanto, la sustitución de otras fuentes, como queroseno y leña.

Para más información en relación al marco legal aplicable en España y Perú, véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

QUÍMICA

El negocio de Química produce y comercializa una amplia variedad de productos, y sus actividades abarcan desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano, Tarragona (España) y Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de compuestos de polipropileno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México y otra más en construcción en China junto con un socio local, Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry.

El estancamiento de la demanda así como la incertidumbre sobre el crecimiento de la economía han condicionado el resultado del ejercicio, que se ha visto afectado por el impacto negativo de la parada plurianual del complejo de Tarragona llevada a cabo en el año y por los saneamientos mencionados en el apartado de resultados. No obstante, el volumen de ventas a terceros ha ascendido a 2,3 millones de toneladas, un 1,3 % superiores a 2012.

En el año y dada la situación del entorno, ha continuado la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, ajustes de producción y reestructuración de activos iniciada en los últimos años. En esta línea la compañía ha anunciado el cese de la producción de EPS (poliestireno expandible) en Monzón (Polidux) en diciembre 2013 así como el de la producción de Polietileno de Alta Densidad

(PEAD) en Puertollano para 2015, ceses que se suman a los ya realizados en OP/SM y glicoles de Puertollano (sin operación desde 2009) y de ACN/MMA de Tarragona (sin operación desde 2010).

En la misma línea de eficiencia y optimización de activos, en Sines cabe destacar la mejora consolidada en margen por flexibilización en la alimentación de materia prima al cracker, así como la modificación de la planta de ETBE (etil terc butil éter) a MTBE (metil terc butil éter) que permite a la unidad producir alternativamente uno u otro producto en función del entorno.

En cuanto a desarrollos de producto, en Polietileno se ha aprobado la adquisición de tecnología para producir grados metalocenos en Tarragona. En la línea de Polipropileno, se ha presentado al mercado una nueva gama de copolímeros random permitiendo avanzar en la diferenciación de nuestros productos.

Adicionalmente en 2013 cabe destacar la firma de un acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles de 185.000 t/año y de dos plantas de polioles poliméricos de 24.000 t/año cada una que Jilin Shenhua construirá en China. El acuerdo alcanzado refrenda la posición de liderazgo en este proceso de Repsol.

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Como proyectos singulares cabe mencionar las mejoras de eficiencia energética implementadas durante la parada plurianual del cracker de Tarragona realizada en el cuarto trimestre de 2013 y la aprobación de un proyecto de optimización del cracker de Puertollano para adecuar su producción a las necesidades de etileno del site, permitir un importante ahorro de consumo energético y consolidar el aumento de flexibilidad en la alimentación de materias primas. Este proyecto se pondrá en marcha durante la parada plurianual de 2015

Miles de toneladas

MAGNITUDES OPERATIVAS QUÍMICA	2013	2012	Variación
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0 %
Petroquímica derivada	2.491	2.942	-15,3%
TOTAL	5.299	5.750	-7,8 %
Ventas por productos			
Petroquímica básica	718	731	-1,7 %
Petroquímica derivada	1.619	1.577	2,7 %
TOTAL	2.337	2.308	1,3 %
Ventas por mercados			
Europa	2.023	1.997	1,3 %
Resto del mundo	314	311	1,0 %
TOTAL	2.337	2.308	1,3 %

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2013.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

<i>Miles de toneladas</i>	2013
Productos petroquímicos básicos	2.808
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50
Derivados petroquímicos	2.491
Poliolefinas	
Polietileno (1)	883
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero (2)	937
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	-
Caucho (3)	115
Otros (4)	36

(1) Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA)

(2) No incluye OP/SM y glicoles Puertollano

(3) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.

(4) Incluye especialidades. No incluye EPS que deja de reportarse por cese de actividad en diciembre 2013

NUEVAS ENERGÍAS

El Grupo Repsol creó en 2010 la unidad de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado.

Esta unidad se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología y las energías renovables aplicadas al transporte y en otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En 2013 Nuevas Energías continuó con el desarrollo de los proyectos iniciados desde su creación. Repsol siguió desarrollando en 2013 el negocio de la movilidad eléctrica través de IBIL e IBILEK. IBIL cuenta con aproximadamente 300 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado. En esta línea, ha iniciado el desarrollo de una infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol

En 2011, Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., dedicada a la promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto, Moray Firth, de 1.500 MW, e Inch Cape, de 905 MW. Tras esta operación, Repsol controla un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante 2013, Repsol ejecutó el plan de inversiones en estos tres proyectos, de acuerdo con la planificación prevista, e incorporó las capacidades necesarias para garantizar su desarrollo. Como hitos principales, se ha presentado toda la información necesaria para solicitar las confirmaciones de aceptación oficial de los proyectos en los parques de Beatrice, Moray Firth e Inch Cape que se esperan recibir en el primer trimestre de 2014.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, a partir de 2018. Estos proyectos permitirán a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Adicionalmente, Nuevas Energías ha realizado las siguientes inversiones en 2013, todas ellas a través de Repsol New Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.

En enero de 2013, Repsol adquirió una participación en la sociedad holandesa Tocado, BV, empresa dedicada al desarrollo de tecnología de generación eléctrica en ríos y corrientes marinas. A 31 de diciembre de 2013, Repsol posee el 20,34% de dicha compañía.

En marzo 2013, Repsol adquirió el 33,6% del capital de Principal Power Inc, (PPI) mediante la entrega de las acciones de WindPlus (todas las que poseía excepto 1 de ellas). PPI es la sociedad propietaria de la tecnología implementada por WindPlus en su prototipo de generación eólica offshore flotante.

En diciembre de 2013, Repsol, a través del programa INNVIERTE adquirió el 5,2% del capital de la empresa Graphenea, dedicada al desarrollo de aplicaciones industriales del grapheno.

En 2013, Repsol Nuevas Energías, S.A., dentro del marco de los proyectos “CLIMA” consiguió acreditar la reducción de emisiones de CO₂, obtenida gracias a su programa de movilidad eléctrica desarrollado mediante su filial Ibil.

5.1) PROGRAMAS DE I+D DEL DOWNSTREAM

En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, ceras...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías, al desarrollo de nuevos procesos y productos, y a la mejora y adecuación de la calidad de estos últimos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse las tecnologías dirigidas a la mejora de la eficiencia energética en la operación de nuestras unidades en las refinerías, la adaptación de nuestros combustibles y carburantes a las exigencias de las nuevas motorizaciones y a la legislación emergente, la diferenciación tecnológica de toda nuestra cartera de productos, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente - formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables - y eficientes para contribuir a un mejor comportamiento del motor, reduciendo el consumo y sus consecuentes emisiones, procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, y asfaltos adaptados a las necesidades de cada aplicación, cubriendo desde la seguridad en la carretera hasta la preocupación medioambiental. Finalmente, realizamos propuestas de muy novedosas aplicaciones del GLP para la automoción, con objeto de promover su uso como combustible alternativo.

En 2013, la contracción de la demanda de combustibles en el entorno nacional –y en menor medida europeo-, combinación de un escenario de crisis económica y desarrollo de motores más eficientes, ha planteado la necesidad de flexibilizar los procesos y buscar la posibilidad de fabricar productos alternativos además de maximizar la diferenciación de los productos para garantizar la competitividad

requerida por los negocios. Los nuevos proyectos que incorporan esta orientación se centran principalmente en la eficiencia energética, el desarrollo de nuevos combustibles y biocombustibles y el procesamiento de crudos cada vez más pesados. La actual situación exige además agilizar e internacionalizar la actividad de investigación acompañando la decidida apuesta por la comercialización de nuestros productos en nuevos mercados.

En el año 2013 se ha revisado la estrategia de tecnología para dar el soporte requerido a las medidas desarrolladas para mejorar la competitividad del negocio de química.

Entre los resultados más destacados en este ejercicio cabe señalar el proyecto de venta de tecnología propia de fabricación de polioles a la compañía china Jilin Shenhua Group, el lanzamiento de un proyecto para la diferenciación y reducción de costes de producción a través del uso de CO₂ como materia prima para la fabricación de polímeros, el desarrollo de tecnología en OP/SM para la reducción de consumos de materias primas o el desarrollo de productos diferenciados. En esta última línea, se ha avanzado en el desarrollo de productos de mayores prestaciones, tales como nuevos polioles poliméricos para el mercado de la automoción, grados de polipropileno con propiedades mejoradas para la industria de envases alimentarios y materiales a partir de polietileno con mejores propiedades mecánicas y de aislamiento para su uso en cables de transporte de energía, así como grados para tubería con una procesabilidad y resistencia mejoradas.

La apuesta de Repsol por el futuro de las tecnologías para la energía queda enmarcada en cuatro áreas de investigación: generación renovable, bioenergía, tecnologías del CO₂ y electrificación del transporte.

Entre las iniciativas puestas en marcha dentro del ámbito de la generación renovable destaca la inversión en sociedades con un alto nivel tecnológico o la firma de acuerdos de colaboración con diferentes organismos. El desarrollo de herramientas de simulación ha permitido la evaluación del potencial de las distintas familias tecnológicas de generación. Por otro lado, la energía eólica offshore flotante presenta un mayor recorrido de desarrollo tecnológico, por ello, Repsol, con la colaboración de diferentes socios, ha establecido un prototipo a escala real frente a la costa portuguesa, del cual se ha realizado un seguimiento y evaluación de los datos obtenidos, planteándose acciones para optimizar dicha tecnología.

Dentro del área de bioenergía, se han identificado nuevos retos así como barreras y oportunidades para las microalgas. En este sentido, se abre una nueva etapa centrada en la vigilancia tecnológica y en la búsqueda de líneas más disruptivas para la producción directa de biocombustible. La vigilancia activa para comprobar si las nuevas tecnologías pueden hacer frente a los retos e incertidumbres identificados y la búsqueda de posibles alianzas con diferentes entidades son los objetivos principales. Por otro lado, a través de la participación en la compañía NEOL, se ha seleccionado y patentado un microorganismo para la obtención de biocombustibles. El reto del proyecto no sólo es generar un proceso integrado, sino hacerlo además a un precio competitivo e inferior a lo que supone realizarlo a partir de un combustible fósil.

Finalmente, con el fin de desarrollar nuevos procesos asociados al gran reto de transformar el CO₂ en productos de valor añadido se ha continuado trabajando en el proyecto Transforma CO₂, cuyo objetivo es la valorización del CO₂ en unidades utilizables como materia prima, más allá del mero confinamiento geológico. Este proyecto se lleva a cabo en colaboración con universidades, empresas y centros tecnológicos.

5.3) GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Nuestras actividades

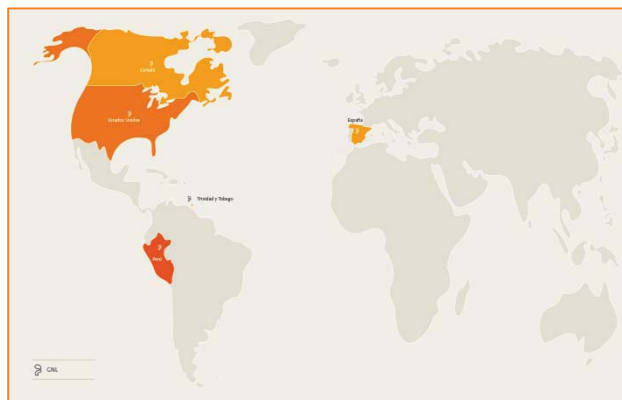
Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización, el trading y la regasificación de gas natural licuado.

Durante el ejercicio 2013 y principios de 2014 se ha llevado a cabo la venta de una parte de los activos y negocios de GNL, en concreto las participaciones en plantas de licuación (Trinidad y Tobago y Perú) y en la central de generación eléctrica de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), así como los activos asociados a la comercialización, transporte y trading.

El Grupo mantiene tanto sus activos de regasificación y transporte como sus negocios de comercialización Norteamérica, así como la participación en el proyecto integrado de GNL en Angola.

Principales magnitudes

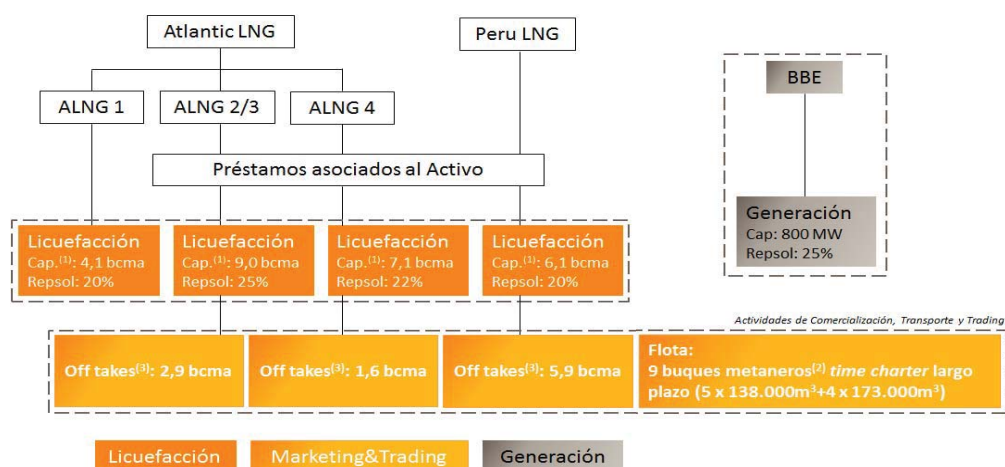
	2013	2012
GNL:		
Producción trenes licuación (TBtu)	987	960
Producción Canaport (bcm)	1	1,4
GNL comercializado Norteamérica (TBtu)	184	219
Resultado de explotación (millones de euros)	959	535



5.3.1. VENTA DE PARTE DE LOS ACTIVOS Y NEGOCIOS DE GNL

El 26 de febrero de 2013 Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de los activos y negocios de GNL, que se completó en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013 y enero de 2014.

El acuerdo de venta firmado con Shell incluía los activos de los negocios que se presentan en el siguiente diagrama:



(1) Capacidad de la planta.

(2) 7 propiedad de Repsol y 2 propiedad al 50% de Repsol y GNF.

(3) Contrato de aprovisionamiento de gas.

Adicionalmente, junto con el acuerdo de venta se firmó otro acuerdo por el que Shell suministrará gas natural licuado a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá), durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por 135 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta a Shell, se transmitió finalmente a BP tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente.

El 31 de diciembre de 2013, una vez obtenidas las autorizaciones y aprobaciones y cumplidas las demás condiciones precedentes previstas en el acuerdo, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de aprovisionamiento y suministro de GNL, así como de los negocios correspondientes a las participaciones minoritarias en Atlantic LNG y Perú LNG, por importe de 2.446 millones de euros, que ha generado una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros. El 1 de enero de 2014, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias, se completó la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas S.A., cuya actividad principal es la comercialización, transporte y trading, por aproximadamente 730 millones de dólares. Esta última transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros, reconocida en los estados financieros de 2014.

En conjunto, estas operaciones han supuesto la liberación de compromisos financieros y deuda. El balance y la liquidez de Repsol se fortalecen significativamente, con una reducción en la deuda neta a 31 de diciembre de la compañía de 1.890 millones de euros.

Con esta operación, Repsol alcanza un volumen de desinversiones de más de 5.000 millones de euros, por encima de los objetivos fijados en su Plan Estratégico, que contempla para el período 2012-2016 unas desinversiones de entre 4.000 y 4.500 millones de euros.

Tras el acuerdo de venta de activos a Shell, Repsol conservará sus negocios de comercialización en Norteamérica y, como principales activos de su negocio de GNL, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU. La imposibilidad de seguir gestionando estos activos conjuntamente con algunos de los que han sido transmitidos a Shell, obliga a reconsiderar los modelos de negocio que se aplicarán para su gestión y han aconsejado dotar, de manera prudente, provisiones que reflejen su potencial pérdida de valor, por un importe total de 1.410 millones de euros antes de impuestos.

Para más información en relación a los efectos contables de dichas operaciones, véase las Notas 31 “Desinversiones”, Nota 10 *Activos no Corrientes Mantenedos para la venta*, Nota 7 *Inmovilizado Material*, Nota 16 *Provisiones corrientes y no corrientes*, Nota 37 *Hechos posteriores* y la Nota 27 *Resultado de operaciones interrumpidas* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

En el apartado siguiente se desglosa información adicional operativa de los activos objeto de venta y aquellos que permanecerán en el Grupo Repsol.

5.3.2. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL GNL

Negocios de comercialización, regasificación y transporte no transmitidos

Repsol opera una planta de regasificación, Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica. Repsol suministra a dicha planta el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. Adicionalmente Repsol tiene contratada capacidad de transporte durante 25 años con los gasoductos Emera Brunswick Pipeline y Maritimes & Northeast Pipeline (M&NE), que permiten comercializar el gas regasificado en la planta de Canaport en los mercados de Maritimes Canadá y el Noreste de los Estados Unidos.

En 2013 se descargaron para su regasificación 8 barcos (5 barcos Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, procedentes del acuerdo firmado con Qatargas, y 3 procedentes de los trenes de Trinidad y Tobago). La planta produjo 1 bcm en 2013, un 40% menos que en 2012. Esto es consecuencia de haber optimizado la producción por razones comerciales, así como por las paradas de mantenimiento y otros trabajos asociados al proyecto de mínimo *send-out*. Este proyecto, comenzado en 2012, finalizó en octubre de 2013 y permite a la planta adaptarse a las necesidades de ventas de gas. El aprovisionamiento mínimo a la planta se ha asegurado con la firma de un contrato con Shell durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

Los buenos resultados del negocio fueron debidos a diversos factores, destacando la capacidad de Repsol para gestionar la producción de Canaport y satisfacer los picos de demanda del mercado en los momentos de precios altos, almacenando el GNL en momentos de baja demanda. De esta forma se maximiza el valor del GNL al concentrar su venta en momentos de alta demanda. Los precios del mercado llegaron a superar los 30 dólares por millón de BTU en enero de 2013.

Además del gas producido en la planta de Canaport, la actividad de comercialización incluye el gas natural adquirido de suministradores norteamericanos. En este sentido hay que destacar que desde el mes de agosto comenzó la aportación por gasoducto de Encana (gas procedente de la cuenca de Deep Panuke en Canadá) que ha diversificado la oferta de gas de manera sustancial. El volumen total comercializado en Norteamérica en 2013 asciende a 184 TBtu, un 19% inferior al de 2012, si bien con unos márgenes de comercialización que se han duplicado como consecuencia del incremento de precios y de la optimización de las ventas, lo que ha permitido al negocio obtener el mejor resultado desde el inicio de sus operaciones.

Adicionalmente hay que destacar que en este año Repsol ha firmado dos acuerdos relevantes de aprovisionamiento de gas. El primero es la compra de mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural licuado por un período de 20 años a iniciarse aproximadamente en 2017. El segundo es la compra en España de dos mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural entre 2015 y 2018. Estos dos acuerdos junto con el contrato de suministro a Canaport con Shell, contribuirán a garantizar las necesidades de gas del Grupo Repsol de manera competitiva tras la venta del negocio de GNL.

En cuanto al proyecto de GNL en Angola, en el que participamos junto a Gas Natural desde el año 2007, en 2013 se han llevado a cabo estudios preliminares para seleccionar la mejor opción de monetización.

Negocios transmitidos durante 2013 y 2014

Repsol comercializó en 2013 un volumen de 11 bcm de GNL, un 9% más que en 2012, procedentes en su mayor parte de Perú LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. Los destinos principales de los cargamentos son España, México, el mercado asiático y Canaport LNG, realizándose

ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

Hasta su venta el 31 de diciembre, Repsol estaba presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participaba, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permitía abastecer a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

La planta de licuación Peru LNG, situada en Pampa Melchorita, entró en producción en junio de 2010, y en Repsol tenía una participación del 20%, hasta el momento efectivo de su venta el 31 de diciembre de 2013. El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, participado en la actualidad por Repsol en un 10%.

En España, hasta su venta efectiva a BP en octubre de 2013, Repsol poseía una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, mantuvo en 2013 los altos niveles de disponibilidad de 2012, pese a lo cual siguió vendiendo el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

5.5) GAS NATURAL FENOSA

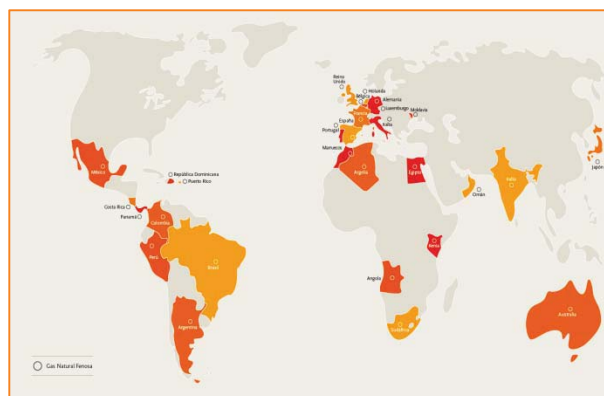
Modelo de negocio

El modelo de negocio de Gas Natural Fenosa se desarrolla a través de un amplio número de empresas básicamente en España, resto de Europa, Latinoamérica y África y se apoya en cinco grandes negocios:

- **Distribución de gas Europa (España y resto).**
- **Distribución de electricidad Europa (España y resto).**
- **Gas (Infraestructuras, Aprovisionamiento y Comercialización y Unión Fenosa Gas).**
- **Electricidad (España y resto).**
- **Latinoamérica (Distribución de gas, Distribución de electricidad y Electricidad).**

Principales magnitudes físicas

	2013	2012
Distribución de gas Europa		
Ventas – ATR (GWh)	194.975	199.416
Puntos de suministro de distribución, en miles	5.627	5.573
Distribución electricidad Europa		
Ventas – ATR (GWh)	35.307	36.288
Puntos de suministro de distribución, en miles	4.618	4.608
Gas		
Suministro de gas (GWh)	326.923	328.058
Transporte de gas – EMPL (GWh)	122.804	116.347
Electricidad		
Energía eléctrica producida (GWh)	34.342	37.790
Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.420	15.519
Latinoamérica		
Ventas – ATR gas (GWh)	229.833	210.358
Ventas – ATR electricidad (GWh)	16.443	18.074
Energía producida (GWh)	19.414	18.458
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.580	2.580



Estrategia de Gas Natural

En noviembre de 2013, Gas Natural Fenosa presentó la actualización de las líneas estratégicas para el período 2013-2015 y una visión estratégica hasta el 2017 con el objetivo de adecuarlas al contexto macroeconómico y energético actual y a los impactos regulatorios.

Principales acontecimientos del periodo

- Adquisición de una participación de un 10% en Medgaz (enero)
- Adjudicación del concurso convocado por el estado peruano para extender el gas natural a 4 ciudades del suroeste del país (julio).
- Firma de dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el periodo 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima que se inicie en 2017 (julio).
- Adquisición de una participación del 4,9% en Medgaz (julio).
- Adjudicación por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) panameña de la ampliación de la operación de sus dos distribuidoras eléctricas en Panamá durante los próximos 15 años (agosto).
- Firma de un contrato de suministro de gas natural a la empresa energética surcoreana Kogas durante los próximos años (septiembre).

Principales magnitudes económicas ⁽¹⁾

Millones de euros	2013	2012	Variación 2013/2012
Distr. gas Europa	204	199	2,6%
Distr. electricidad Europa	117	125	5,8%
Gas	249	277	-10,1%
Electricidad	50	84	-40,9%
Latinoamérica	270	252	7,4%
Otras actividades	(1)	(17)	90,6%
Resultado de explotación	889	920	-3%
Inversiones ⁽²⁾	444	432	18%

⁽¹⁾ Magnitudes correspondientes a la participación del 30% en Gas Natural Fenosa.

⁽²⁾ Las inversiones de explotación se incrementan fundamentalmente por la inversión en generación de electricidad en el ámbito internacional (México) y a la adquisición de una participación del 14,9% en Medgaz.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio de aquellas actividades que suponen un porcentaje más significativo sobre el resultado de explotación del Grupo Gas Natural Fenosa. Para mejor comprensión, las cifras corresponden, salvo mención en contrario, a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas en Europa

Este negocio incluye en España la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicio de acceso a terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución. Adicionalmente, en Italia se incluyen también las ventas de gas a tarifa.

En 2013, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 191.189 GWh, con un descenso del 2,3% respecto al año anterior. Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro en España. El volumen de las captaciones, aún no conectadas, aumenta en un 5,2% respecto al año anterior. Su red de distribución se incrementa en 1.137km, incluyendo la gasificación de 36 nuevos municipios.

La actividad de distribución de gas en Italia se situó en los 3.786 GWh, con un aumento del 3,8% respecto al 2012. Asimismo, la comercialización al mercado minorista aumenta un 5,2% hasta los 2.992 GWh. La red de distribución a la fecha asciende a 6.958 km, con un aumento de 73 km en los últimos 12 meses, y alcanza la cifra de 455.000 puntos de suministro en el negocio de distribución lo que supone un incremento del 1,3% respecto al año anterior.

Distribución de electricidad en Europa

Los puntos de suministro de electricidad en España se mantuvieron en el mismo nivel que el ejercicio anterior, alcanzando la cifra de 3.772.000. En 2013 la energía suministrada sufre un descenso del 3% con respecto a 2012, ascendiendo a 32.766 GWh, debido principalmente a unas condiciones climatológicas favorables.

La energía suministrada en Moldavia se incrementó un 0,6% y los puntos de suministro, que se situaron en 846.080, un 1,2% superior respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad alcanzaron 2.541 GWh, lo que representa un incremento del 0,6% respecto al año anterior.

Gas

Infraestructuras. La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 122.804 GWh, un 5,5% superior al del año anterior. De esta cifra, 84.781 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.023 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 6,7%.

En enero de 2013 Gas Natural y la sociedad argelina Sonatrach firmaron un acuerdo para la compra a esta última de un 10% de participación en Medgaz por 16 millones de euros en total, adquiriendo una participación adicional en julio de 2013 del 4,5% a la sociedad Gaz de France International, S.A.S por importe de 11 millones de euros (importes teniendo en cuenta el % de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante el año 2013 ascendieron a 4.889 GWh.

Aprovisionamiento y comercialización. En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de gas natural en el mercado gasista español alcanzó los 229.419 GWh, con un descenso del 3,8% respecto al año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-6,3%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados, compensado parcialmente

por un mayor aprovisionamiento a terceros (+3,6%). Asimismo, la comercialización de gas internacional alcanzó los 94.512 GWh, lo que supone un aumento del 8,9% con respecto al año anterior.

Unión Fenosa Gas. El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 24.228 GWh, lo que supone un descenso del 13% respecto al año anterior. El descenso es particularmente acusado en el suministro a las empresas generadoras de electricidad (-18%) y ha sido mucho más moderado en las ventas al segmento industrial.

Electricidad

En 2013, la demanda eléctrica peninsular se sitúa en 246.204 GWh lo que supone una disminución anual de un 2,2% respecto al año anterior, tanto en demanda bruta como en demanda corregida por el efecto laboralidad y temperatura, siendo la tercera caída anual consecutiva.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 33.785 GWh durante 2013, de los cuales 30.744 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 3.041 GWh, a la generación en Régimen Especial.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad en España se cifraron en 32.941 GWh.

Latinoamérica

Distribución gas. Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (ventas de gas y servicios de acceso de terceros a la red ATR) ascendieron a 229.833 GWh, con un incremento del 9,3% respecto a las ventas registradas el mismo periodo del año anterior.

En 2013, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 6.321.000. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 231.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia, con un aumento de 115.000.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.720 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 69.054 km a finales de diciembre de 2013, lo que representa un crecimiento del 2,6%. Ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 674 km.

Distribución electricidad. Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua (hasta la fecha de su enajenación, el 11 de febrero de 2013) y Panamá. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 16.443 GWh, con un descenso del 9%, debido a que el año anterior recogía las ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 2.752 GWh frente a 239 GWh del año 2013 (1 mes). Sin considerar las operaciones en Nicaragua en ambos periodos, las ventas experimentan un incremento del 5,8%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

El número de puntos de suministro alcanza los 2.395.000.

Electricidad Latinoamérica. Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana. La energía generada en Latinoamérica fue de 19.414 GWh en 2013, superior a la del ejercicio anterior fundamentalmente en México y Puerto Rico.

Para más información acerca de las operaciones de Gas Natural véase Informe de Gestión 2013 Consolidado publicado en www.gasnaturalfenosa.com.

6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR

6.1) PERSONAS

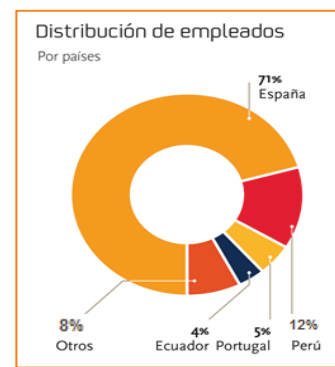
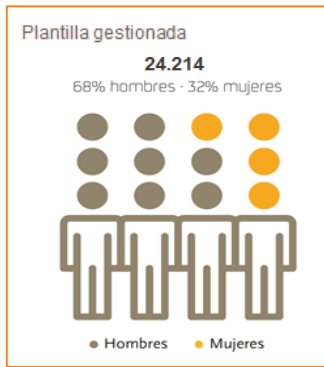
En Repsol consideramos que nuestra principal ventaja competitiva reside en las personas que integran la Compañía, de ahí que la gestión de los empleados y de los diferentes equipos tenga valor estratégico. Ésta es una organización que se diferencia por contar con un equipo de profesionales diverso, experto y comprometido.

6.1.1. PLANTILLA

El 31 de diciembre de 2013, el Grupo Repsol tenía una plantilla de 30.296 empleados. Un total de 24.214⁽¹⁾ empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo, salvo que se especifique lo contrario. La plantilla gestionada se incrementa en 219 personas respecto a 2012.

PLANTILLA	2013	2012
Plantilla Consolidada	30.296	29.985
Plantilla Gestionada	24.214	23.995
Plantilla no Gestionada	6.082	5.990
Plantilla media acumulada gestionada	24.068	23.656
Nº Nuevos empleados del ejercicio	1.062	1.222
PLANTILLA GESTIONADA POR PAIS		
Nº total de empleados en España	17.193	17.059
Nº total de empleados en Perú	2.872	3.015
Nº total de empleados en Portugal	1.247	1.209
Nº total de empleados en Ecuador	931	932
Nº resto de empleados en resto del mundo (35 países)	1.971	1.780
INDICADORES DE GÉNERO		
Nº mujeres en plantilla	7.857	7.706
Puestos Directivos ocupados por mujeres	43	44
PLANTILLA GESTIONADA POR NEGOCIO		
Nº total de empleados en Corporación	2.539	2.522
Nº total de empleados en <i>Downstream</i>	18.314	18.255
Nº total de empleados en <i>Upstream</i>	3.197	3.042
Nº total de empleados en <i>GNL</i>	165	176
PLANTILLA GESTIONADA POR CATEGORIA PROFESIONAL		
Nº de Directivos	292	292
Nº de Jefes Técnicos	1.967	1.851
Nº de Técnicos	11.776	11.656
Nº de Administrativos	1.086	1.089
Nº de Operarios y Subalternos	9.093	9.107

(1) Los datos de este capítulo excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene el control de la gestión. Asimismo, el dato de plantilla sigue el criterio de consolidación contable del grupo.



6.1.2. ATRACCIÓN DEL TALENTO

Repsol ha implantado distintas fórmulas para captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, desarrollándolos personal y profesionalmente, con un buen ambiente de trabajo y con oportunidades de promoción interna y movilidad laboral.

Para ello, se ha participado en más de 20 foros y ferias y se han realizado charlas y presentaciones en colegios, institutos, universidades y asociaciones. Asimismo, se ha ampliado nuestra presencia en las redes sociales, proporcionando mayor información sobre la compañía.

INICIATIVAS	2013	2012
Incorporación de Nuevos Profesionales Repsol (1)	97	140
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación (2)	680	>300
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior(3)	52	>60

- (1) Programa de incorporación de talento joven, formándolo a través de alguno de los tres programas Master que ofrece Repsol (Exploración y Producción de Hidrocarburos, Refino, Petroquímica y Gas, y Gestión de la Energía).
- (2) Repsol se ha adaptado a las necesidades del nuevo Plan de Estudios Europeo del Plan de Bolonia, recibiendo a alumnos universitarios con prácticas curriculares, titulados superiores y alumnos de los últimos años de carrera.
- (3) Incluyen alumnos de Ciclos Formativos de Grado Medio y Superior, incorporándose a la plantilla de Repsol un alto porcentaje de estos últimos a diferentes vacantes de empleo.

6.1.3. RETENCIÓN DEL TALENTO

La retención del talento por parte de Repsol se pone de manifiesto por las reducidas tasas de rotación voluntaria de sus empleados, así como una alta tasa de retención de su personal directivo.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2013	2012
Tasa de rotación total de plantilla ⁽¹⁾	7%	8%
Tasa de rotación voluntaria de plantilla ⁽²⁾	3%	3%
Tasa de rotación de directivos ⁽³⁾	4%	3%

- (1) Se corresponde con el número de bajas totales de la plantilla fija, independientemente del % de ocupación, entre la plantilla total al cierre del ejercicio.
- (2) Se corresponde con el número de bajas voluntarias de la plantilla fija entre el total de la plantilla al cierre del ejercicio.
- (3) Se corresponde con el número de bajas totales de Directivos entre el nº total de Directivos al cierre del ejercicio.

La Compañía dispone de diferentes herramientas para la retención del talento y la gestión del desarrollo de sus empleados: compensación, formación, movilidad interna e internacionalización, desarrollo y evaluación de desempeño.

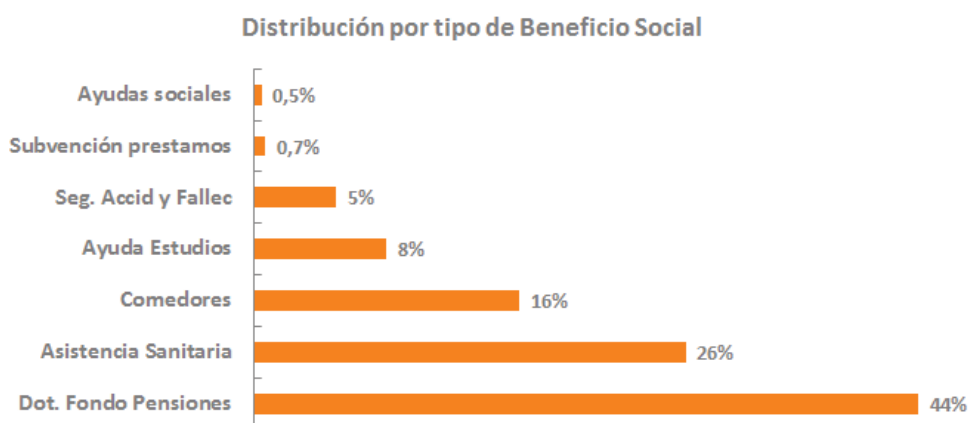
Compensación

La retribución es un elemento importante para atraer y retener a los profesionales necesarios para la compañía. El sistema de compensación está dirigido al reconocimiento individual, situándose en valores competitivos de mercado y adecuados a una organización como la de Repsol, así como a potenciar el compromiso de los empleados con el cumplimiento de los objetivos estratégicos y operativos de la compañía.

COMPENSACIÓN	2013	2012
Gastos de personal medio por empleado (euros) ⁽¹⁾	67.301	65.840

⁽¹⁾ Corresponde al epígrafe de gastos de personal de la cuenta de resultados consolidada del Grupo entre la plantilla media consolidada (incluidas cargas sociales y otros conceptos).

En 2013 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 93,9 millones de euros, frente a los 88,3 millones de euros de 2012.



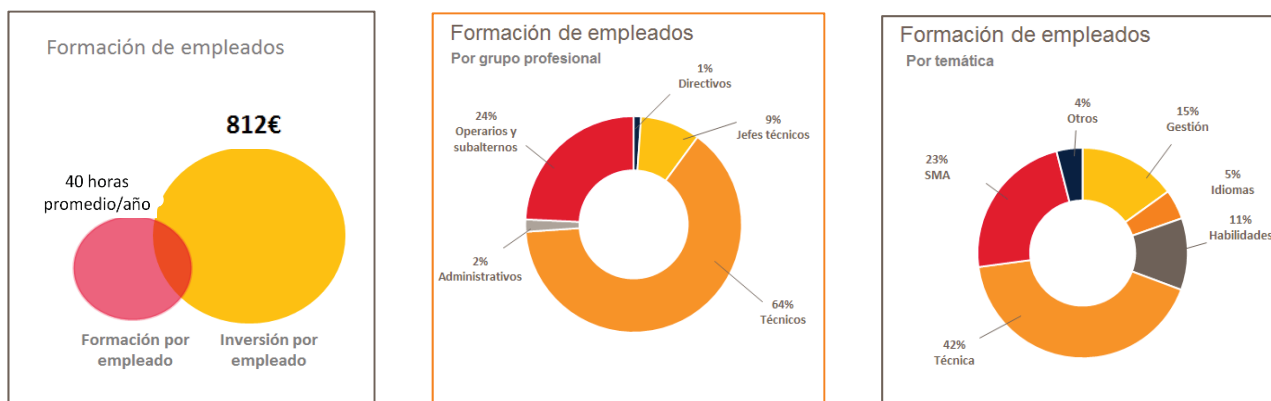
El año 2012 fue el primer ejercicio en el que se realizó el despliegue del sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a convenio colectivo en España, vinculado a la consecución de los objetivos compartidos en cada unidad organizativa. Se definieron objetivos compartidos para el colectivo de convenio en España en 47 unidades diferentes, abordando la totalidad de las líneas de actividad de la compañía en España, donde se ha cerrado la negociación colectiva del VI Acuerdo Marco y el convenio o pacto de referencia en cada sociedad. En 2013 se ha hecho efectivo, en España, el primer pago.

En 2013 ha continuado la retribución Flexible incorporando nuevas prestaciones y colectivos, ampliándose con Guardería, Equipos informáticos, Ampliación del Seguro Médico y aportaciones adicionales al Plan de Pensiones.

Para más información en relación a los planes de pensiones, incentivos a medio y largo plazo al personal y los planes de retribución a los empleados basados en acciones, véase la Nota 17 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y el personal directivo, véase la Nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas, y el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Formación

Repsol es una compañía que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional.



FORMACIÓN

	2013	2012
Nº de acciones de formación	10.989	9.007
Inversión total en formación (Mill€)	20	19
Inversión por empleado (€)	812	792
Horas totales Formación /año	978.751	1.008.973
Promedio de horas/año por empleado	40	42
% Empleados recibieron formación	78,2%	75%
Nº Asistencias	107.014	94.068
Nº Personas	18.939	18.122

En 2013, se ha continuado con la formación para integración de nuevos profesionales licenciados universitarios a través de programas Máster en las competencias de E&P, Refino Petroquímica y Gas y de Gestión; un total de 142 alumnos han cursado estos programas.

El área de E&P ha mantenido su foco en la formación técnica presencial de especialización con cursos para la gestión de activos, *well integrity management for production*, *compressional structural styes*, etc. Esta formación en aula se ha completado con la implantación de una importante oferta técnica de formación online, que incluye más de 100 cursos específicos en Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Producción, e Ingeniería de Reservorios. Adicionalmente, se ha desarrollado un importante programa internacional de formación de mentores.

En las Áreas Comerciales se ha puesto en marcha la nueva “Escuela Comercial”, certificada formalmente por prestigiosas Universidades españolas, basada en itinerarios de aprendizaje modulares utilizando metodologías blended que combinan formación presencial y on-line. Esta formación comprende competencias generales de nuestro entorno de oil&gas, formación comercial, formación de productos servicio y de gestión y habilidades.

En Seguridad y Medio Ambiente, se ha culminado prácticamente el programa de Liderazgo en Seguridad y Medio Ambiente, para formar a todos los jefes de Repsol con personas a su cargo en su rol de líderes de seguridad y medio ambiente, con un total de 58 acciones y 1.389 asistentes. Este programa se ha complementado con un programa de Liderazgo en SMA, para Jefes de Área y Encargados de Mantenimiento de Centros Industriales. Todas las personas de la organización, jefes y no jefes, tanto de áreas corporativas como de negocios han realizado al menos una actividad formativa en esta materia.

Se ha desarrollado un nuevo itinerario en liderazgo y *management* para todos los jefes de Repsol orientado a potenciar y homogeneizar el perfil del líder de equipo en toda la compañía, como exponente

de los valores y cultura. Se han puesto en marcha programas específicos para la potenciación del Liderazgo en Innovación, así como el diseño del Itinerario online de Innovación y Gestión del Conocimiento.

Desarrollo y evaluación de desempeño

El desarrollo se orienta a la adquisición y/o mejora de las habilidades y conocimientos, permitiendo a las personas asumir mayores retos y responsabilidades en la Compañía, que permitan una progresión profesional en la misma.

CAMBIO DE CLASIFICACIÓN PROFESIONAL	2013	2012
Nº de personas	1.941	1.996

Las herramientas de la compañía para la evaluación del potencial y planificación de las acciones para el desarrollo son, principalmente, *People Review* y *Development Center*.

EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO	2013	2012
Personas evaluadas en <i>People Review</i> (1)	2.329	2.307
Personas evaluadas en <i>Development Center</i> (2)	189	112

- (1) Este programa evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: fortalezas, áreas de mejora y perfil profesional.
- (2) Este programa de contraste externo evalúa el nivel de desarrollo de los profesionales a través de pruebas individuales y grupales. Adicionalmente a las pruebas planificadas en 2.013, como consecuencia del proyecto de Trading se han realizado 89 evaluaciones más específicas en este colectivo

En 2013, un total de 14.576 empleados se sometieron a una evaluación de su desempeño, de los cuales 10.743 son empleados en España y 3.833 son empleados en el resto de países.

La Compañía dispone de un modelo de Evaluación del Desempeño denominado Gestión por Compromisos (GxC) para personal excluido de convenio (Directivos, Jefes y Técnicos). Asimismo, en enero de 2013, se firmó el acuerdo con la representación sindical para la implantación de un “único modelo de evaluación del desempeño” para aplicar a todas las personas de convenio en España denominado Gestión del desempeño y desarrollo (DyD), consiguiendo así un gran hito al disponer de un marco homogéneo de gestión del desempeño para todas las personas de convenio que forman parte de la compañía en España.

Movilidad interna e internacionalización

La movilidad es una oportunidad de desarrollo profesional impulsada por la asunción de nuevos retos y funciones.

MOVILIDAD	2013	2012
Número de Movilidades	3.328	3.330
% de Mujeres	40	35

La movilidad internacional contribuye a este desarrollo profesional, asegurando una respuesta global a las necesidades de la compañía y facilitando así el desarrollo de una cultura internacional y de gestión integrada.

CARRERA INTERNACIONAL	2013	2012
Nº de empleados en asignación internacional	674	652
Incorporación de profesionales en el colectivo internacional	162	166
Movilidades llevadas a cabo entre diferentes países	87	105

6.1.4. RELACIONES LABORALES

RELACIONES LABORALES	2013	2012
Nº empleados con contrato laboral fijo	21.993	21.872
Nº empleados con contrato eventual	2.221	2.123
Tasa de absentismo (1)	2,87%	2,83%

(1) Corresponde a la tasa de absentismo del personal de convenio en España, calculada como la comparación entre la jornada efectiva que tendrían que realizar los trabajadores frente a la realizada realmente por ausencia con motivo de enfermedad común.

Sigue vigente el VI Acuerdo Marco, firmado en 2011 con los sindicatos más representativos en España, CC.OO. y UGT. Dicho Acuerdo Marco regula las condiciones laborales de los trabajadores del Grupo Repsol en España. Sus contenidos se han ido trasladando a los convenios/pactos colectivos del Grupo en España.

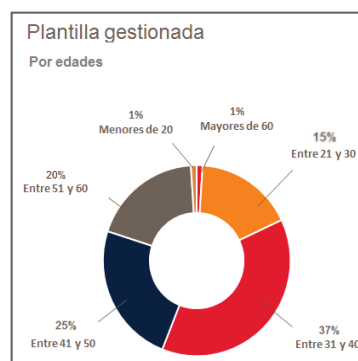
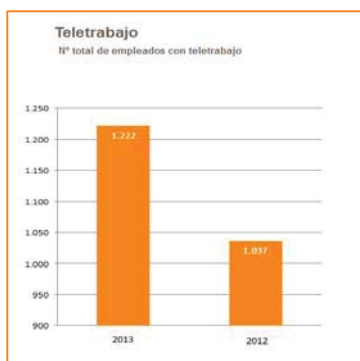
También siguen vigentes los convenios colectivos o pactos firmados en 2012 de las empresas Repsol Química, General Química, Noroil, R.Comercial, Repsol S.A, R.Butano, R.Directo, R.Exploración, R.Petróleo, Ripsa y Ryttsa.

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Brasil (“Acordo Coletivo de Trabalho 2013” y “Aditivo de Acordo Coletivo específico para instituição do plano de participação nos resultados para o biênio”), Portugal (“Acordo coletivo entre a BP Portugal - Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, S.A., e ou-tras empresas petrolíferas e o SINDEQ - Sindicato Democrático da Energia, Química, Têxteis e Indústrias Diversas e outros - Alteração salarial e outras e texto consolidado” y “Acordo coletivo entre a BP Portugal - Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, S.A. e ou-tras empresas petrolíferas e a FETESE - Federação dos Sindicatos da Indústria e Serviços - Alteração salarial e outras e texto consolidado”) y en Perú (Convenio Colectivo 2013-2014 (REGAPESA) y Acta de Acuerdo Final de Negociación Colectiva 2013 (RELAPASAA))

El Comité de Empresa Europeo se reunió los días 10 y 11 de Julio de 2013. Asistió UGT-R. Portugal, CGTP-R. Portugal, CC.OO. y UGT.

A principios de 2014 se iniciará la negociación colectiva del VII Acuerdo Marco y Convenios Colectivos.

6.1.5. CONCILIACIÓN DE LA VIDA PERSONAL Y PROFESIONAL, DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES



El Comité de Diversidad y Conciliación ha seguido impulsando los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural.

El Teletrabajo se ha consolidado en Repsol como una de las medidas más aceptadas en la Compañía en la evolución a un modelo de entorno de trabajo flexible.

INDICADORES DE TELETRABAJO	2013	2012
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.222	1.037
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.148	972
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	74	65

Además de los programas pilotos de Teletrabajo en Ecuador y Perú, se han iniciado diferentes estudios para su implantación en Trinidad y Tobago y Bolivia.

Adicionalmente se han realizado acciones para fomentar una gestión más flexible y eficiente del tiempo, basada en la planificación y priorización del trabajo. Algunos de los hitos conseguidos han sido la flexibilidad horaria a nivel mundial adaptada a los usos y costumbres de cada país.

Según el estudio publicado por el Instituto Internacional de Ciencias Políticas, Repsol es considerada como la primera empresa en conciliación en España. También la Fundación ARHOE (Asociación para la Racionalización de los Horarios Españoles) premió a Repsol por ser la empresa más destacada por la implantación de acciones que propician horarios más racionales, adaptados a las necesidades de las personas.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que integra a estos empleados en todas las áreas de la organización. Seguimos superando la legislación aplicable al respecto, destacando en España con un 2,77% de personas con discapacidad a 31 de diciembre de 2013, de las cuales 22% de estos profesionales ocupan puestos técnicos cualificados.

El esfuerzo actual se centra en la sensibilización e impulso en distintos países, promoviendo un modelo de convivencia social comprometido y solidario. En 2013, 32 nuevas vacantes han sido cubiertas por personas con discapacidad.

INTEGRACIÓN	2013	2012
Nº de empleados total con discapacidad	654	547
Nº de empleados con discapacidad en España	532	437
Nº de empleados con discapacidad en Ecuador	40	38
Nº de empleados con discapacidad en Perú	47	39
Nº de empleados con discapacidad en Portugal	17	17
Nº de empleados con discapacidad en Venezuela	9	10
Nº de empleados con discapacidad en Brasil	9	6

Repsol, en el ámbito de sus sociedades directamente gestionadas, se encuentra presente en casi cuarenta países y cuenta con más de 1.000 empleados trabajando en un país diferente al suyo de origen, haciéndose cada vez más palpable en todos los ámbitos de la Compañía la aportación de valor de un entorno multicultural. Con el objetivo de favorecer e impulsar la diversidad cultural dentro de la compañía se han diseñado acciones dirigidas a adecuar la gestión de las personas en un entorno cada vez más multicultural.

La siguiente tabla refleja los países en los que conviven mayor número de nacionalidades entre los empleados (excluida la del propio país):

Nº nacionalidades diferentes	País destino
59	España
23	Brasil
18	EE.UU.
17	Portugal
15	Libia
14	Trinidad, Tobago
11	Noruega
10	Argelia
10	Federación Rusa
10	Iraq
9	Perú
8	Angola
8	Venezuela
7	Ecuador
6	Bolivia
5	Colombia
5	Reino Unido
4	Canadá
4	E.A.U.
4	Indonesia
4	Países Bajos

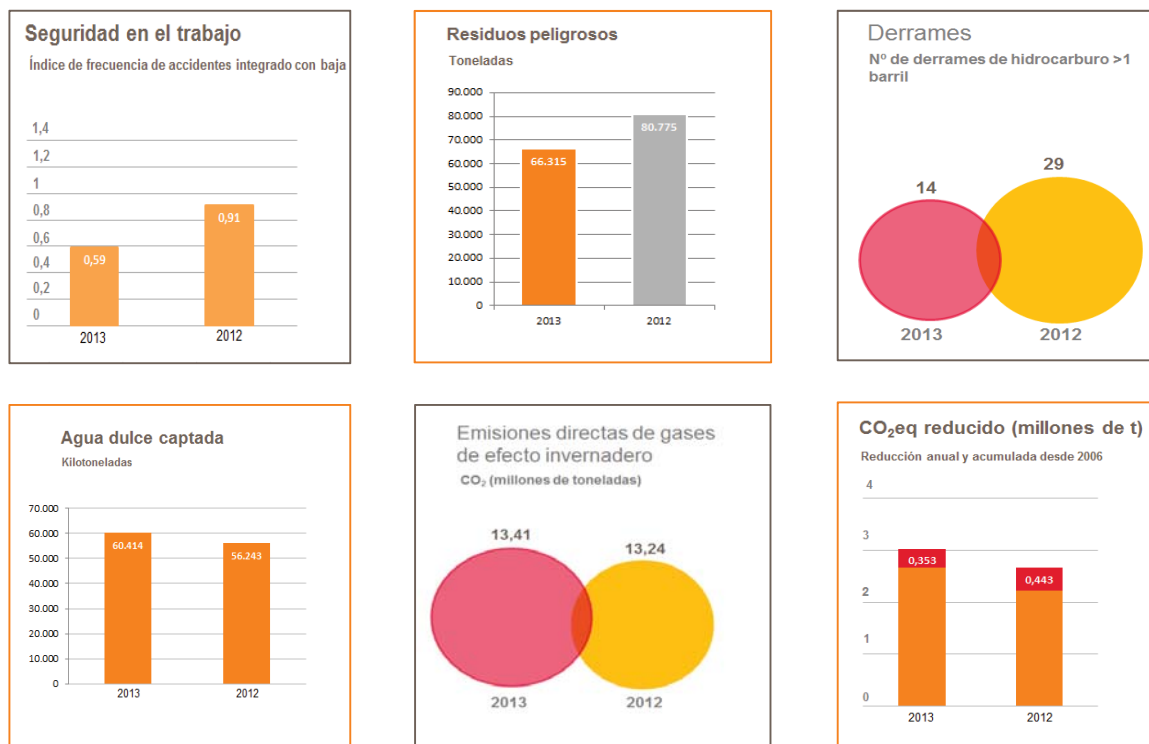
Repsol continúa incrementando el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios. La Mesa Técnica de Igualdad se reúne con una periodicidad bimensual realizando una revisión de la situación actual y evolución de los principales indicadores de género.

Indicadores de Género	2013	2012
Nº mujeres en plantilla	7.857	7.706
Mujeres directivas	43	44

En Repsol promovemos iniciativas para convertir el conocimiento del personal más veterano en un bien compartido, fomentando la transferencia del conocimiento que reside en las personas con mayor experiencia a las nuevas incorporaciones, consciente de que esta gestión garantiza el éxito de la Compañía a corto y largo plazo. Se ha abordado un proyecto con foco en la empleabilidad y la rentabilización del expertise de los activos de Gran Experiencia. Se han configurado equipos que, mediante un proceso de Innovación disruptiva han generado propuestas concretas en colaboración con las áreas de Salud Laboral, Formación o la Dirección de Innovación.

	2013			2012		
	Mujeres	Hombres	% mujeres	Mujeres	Hombres	% mujeres
Menores de 20 años	85	61	58	93	68	58
Entre 21 y 30 años	1.582	2.124	43	1678	2346	42
Entre 31 y 40 años	3.433	5.620	38	3417	5753	37
Entre 41 y 50 años	1.918	4.221	31	1774	4076	30
Entre 51 y 60 años	795	4.017	17	708	3781	16
Mayores de 60 años	44	313	12	36	266	12

6.2) SEGURIDAD Y GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL



La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol un compromiso esencial en la gestión de sus actividades. Los principios de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

El Comité de Dirección establece los objetivos estratégicos y las líneas de trabajo de seguridad y medio ambiente de la Compañía, que sirven de marco para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todas nuestras áreas de negocio.

Además, entre las funciones de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración, está el conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía relativos a seguridad y medio ambiente.

Los objetivos y planes establecidos contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las acciones requeridas para adaptarnos a los nuevos requerimientos legislativos. Entre los requerimientos nuevos más relevantes, figuran:

- Aprobación de la Directiva 2013/30/UE de Seguridad en plataformas *offshore*, que establece que las compañías deberán realizar una evaluación de los riesgos potenciales, medidas a adoptar y un plan de respuesta ante emergencias antes de comenzar con la exploración o producción de operaciones situadas en cualquier lugar del mundo (no sólo territorio Europeo). Repsol dispone de un programa integral de respuesta ante emergencias que incluye el refuerzo de la prevención y cubre los requisitos de seguridad exigidos en la presente directiva.
- En proceso de actualización los documentos BREF (Best Available Techniques References Document) del sector del refino, las grandes instalaciones de combustión, las plantas de grandes volúmenes de productos químicos orgánicos y las plantas de tratamiento y sistemas de gestión de aguas y gases residuales en el sector químico. Estos documentos establecen las Mejores Técnicas Disponibles (MTDs) y sus niveles asociados de emisiones al aire y los vertidos al agua. En

cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE de Emisiones Industriales, estos límites que hasta ahora resultaban de carácter voluntario pasan a ser vinculantes con las autorizaciones ambientales integradas (AAIs). Está previsto que todos los documentos BREF con implicaciones en las actividades de Repsol sean aprobados entre 2014 y 2015.

- Ha comenzado en 2013 la Fase III de Comercio de Emisiones de CO₂ que regula la Directiva 2009/29/CE sobre régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990. La nueva fase ha iniciado su recorrido condicionada por el exceso de derechos. Para reactivar el precio el Parlamento Europeo aprobó el 6 de febrero de 2014 la propuesta de “Backloading” de la Comisión (retirada temporal de 900 millones de derechos).
- Iniciado el proceso de trasposición de la Directiva 2012/27/EU relativa a la Eficiencia Energética que impulsa el objetivo europeo de ahorrar un 20% de energía primaria para 2020. Para ello establece un sistema de obligaciones de eficiencia energética que implicaría que las empresas distribuidoras de energía colaboren con sus clientes para conseguir ahorros anuales en el uso de sus productos en una cuantía equivalente al 1,5% de sus ventas de energía. También establece la realización de auditorías energéticas a grandes empresas y se fomenta la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía.
- En proceso la definición del Artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, que introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de Gases de efecto invernadero y que tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones procedentes de combustibles durante su ciclo de vida.

El sistema de gestión de seguridad y medioambiente en Repsol se articula a través de una estructura de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión de aplicación en todas las actividades y e instalaciones de la Compañía. Este sistema se actualiza continuamente tomando como referencia las mejores prácticas. La base del sistema en medioambiente sigue el estándar internacional ISO 14001 y en el caso de seguridad el estándar OHSAS 18001. Impulsamos la certificación progresiva de los centros de la compañía según dichos estándares. En el buscador de certificados de www.repsol.com y el Informe de Responsabilidad Corporativa, se pueden consultar todos los centros certificados, así como información sobre las auditorías llevadas a cabo.

6.2.1. SEGURIDAD

Los principales indicadores de seguridad para Repsol se presentan a continuación:

SEGURIDAD ⁽¹⁾	2013	2012
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado ⁽²⁾	0,59	0,91
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	0,60	1,00
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,55	0,84
Número de fatalidades personal propio	0	0
Número de fatalidades personal contratista	0	4

(1) Para el tratamiento de los indicadores de seguridad en Repsol se dispone de una norma corporativa que establece los criterios y la metodología común para el registro de incidentes en la compañía y que se completa con una guía de indicadores de gestión de incidentes. En estos indicadores se incluyen los ratios de seguridad relativos al 100% del personal de las empresas filiales donde Repsol tiene participación mayoritaria y/o responsabilidad de operación (control).

(2) Índice de frecuencia con baja integrado; número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

Nuestra meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. Como resultado del alto nivel de seguridad que exigimos en nuestras operaciones el conjunto de indicadores de accidentabilidad reflejan

una mejora continuada de nuestro desempeño. En 2013 no se ha registrado ninguna fatalidad y el índice de frecuencia de accidentes con baja integrado descendió más de un 35% respecto al año anterior, cumpliendo con el objetivo anual fijado y acumulando un descenso del 55% desde 2011. El cumplimiento de este objetivo forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable y de la valoración del desempeño del resto del personal.

Además de los esfuerzos para garantizar la seguridad de las personas que trabajan en nuestras instalaciones, disponemos de un exigente sistema de gestión de los riesgos asociados a nuestros procesos y activos industriales. Para ello, realizamos análisis de riesgos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros activos, aplicamos los mejores estándares internacionales en el diseño y empleamos estrictos procedimientos durante la operación y mantenimiento.

De esta forma, damos respuesta a los retos en materia de seguridad que el plan estratégico de nuestra compañía planea por operar en entornos cada vez más complejos y sensibles.

Uno de los proyectos más destacables de 2013 ha sido nuestro Plan de Liderazgo y Cultura en Seguridad y Medio Ambiente. En los dos últimos años todo el colectivo de líderes ha recibido formación en cultura de seguridad, lo que supone que más de 3.000 personas han asistido a alguna de las 120 ediciones celebradas en 11 países. Esta formación se ha extendido también a otros colectivos, y alrededor de 1.000 mandos intermedios han participado en estas iniciativas. En Repsol entendemos que una cultura de seguridad es parte de nuestra propuesta de valor de compañía y por este motivo, llevamos años trabajando en proyectos que aseguren nuestro posicionamiento en esta materia.

6.2.2. MEDIO AMBIENTE

A continuación se presentan los principales indicadores de gestión medioambiental:

PRINCIPALES INDICADORES MEDIOAMBIENTALES	2013	2012
DERRAMES		
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	14	29
Hidrocarburo derramado que han alcanzado el medio (toneladas) ⁽¹⁾	15	6.091
GESTIÓN DEL AGUA (KILOTONELADAS)		
Agua dulce captada ⁽²⁾	60.414	56.243
Reutilizada	9.473	8.375
VERTIDOS (TONELADAS)		
Hidrocarburos ⁽³⁾	460	259
Sólidos en Suspensión	1.265	1.581
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	7.944	8.752
GESTIÓN DE RESIDUOS (TONELADAS) ⁽⁴⁾		
Residuos peligrosos	66.315	80.775
Residuos no peligrosos ⁽⁵⁾	182.693	52.580
EMISIONES AL AIRE (TONELADAS)		
SO ₂	34.263	36.949
NO _x	37.155	33.566
COVNM	41.755	42.855

(1) En el dato de 2012 se incluye el derrame de Tarragona de aproximadamente 6.000 toneladas de las que se ha recuperado hasta la fecha más del 90%.

(2) No incluye el dato de la cantidad de agua utilizada en la campaña de exploración en Alaska. Esta agua es tomada directamente de recursos superficiales (hielo) para la construcción de carreteras y no para su actividad propia. Dicha agua vuelve a su terreno habitual una vez acabada la campaña. La cantidad de agua utilizada para tal fin ha sido de 314.207 kilotoneladas.

- (3) El incremento en los hidrocarburos vertidos está asociado a problemas operativos puntuales en una de las plantas de tratamiento de agua de las instalaciones en Trinidad y Tobago.
- (4) Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a lodos de perforación. El incremento en 2013 se debe a las actividades exploratorias.

2013	2012
115.978 toneladas	58.793 toneladas

- (5) La mayor cantidad de residuos no peligrosos en 2013 incluiría la generación extraordinaria de 105.267 toneladas de residuos por trabajos de adecuación de suelos en las actividades de Refino Perú y de desmantelamiento de plantas en Refino España.

Trabajamos con la meta de minimizar al máximo nuestros impactos sobre el medio ambiente. Por ello, y con el objetivo además de apoyar al plan estratégico de nuestra compañía que establece que debemos mejorar nuestros márgenes a través de la excelencia y eficiencia operativa, llevamos a cabo numerosas iniciativas.

Nuestras principales actuaciones se centran en la mejora de la calidad ambiental de nuestros productos, la minimización de las emisiones al aire, el aumento de la eficiencia energética, la optimización en el consumo de agua, la reducción de la carga contaminante de los vertidos y la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la Nota 36 “*Información sobre medio ambiente*” de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones y gastos de naturaleza ambiental.

Entre los principales hitos de 2013, destaca la puesta en marcha de un programa global para la prevención, preparación, respuesta y recuperación del impacto de los grandes accidentes en las operaciones de exploración y producción: Global Critical Management Program. Este programa establece las siguientes líneas de acción:

- Adaptación de los estándares internos a las mejores prácticas internacionales.
- Creación de un grupo de expertos en gestión de emergencias (Global Critical Management Group) y establecimiento de funciones y roles para un nuevo grupo multidisciplinar que se crea para la respuesta a las emergencias (Global Critical Response Group).
- Establecimiento de salas y centros de respuestas ante emergencias situados en Madrid, Houston, Lima y Río de Janeiro.

6.2.3. ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

A la hora de notificar el desempeño en materia energética y carbono seguimos las directrices de la industria petrolera desarrolladas por el *American Petroleum Institute (API)*, la *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)*, y la *International Association of Oil&Gas Producers*. Los principales indicadores relacionados con la energía sostenible y cambio climático se exponen a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES	2013	2012
EMISIONES DIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ⁽¹⁾		
CO ₂ (millones de toneladas)	13,41	13,24
CH ₄ (millones de toneladas)	0,029	0,028
N ₂ O (miles de toneladas)	0,64	0,72
CO ₂ eq (millones de toneladas)	14,22	14,06
EMISIONES DE CO₂ EVITADAS (MILLONES DE TONELADAS)		
Reducción acumulada desde 2006	3,021	2,668
Reducción anual	0,353	0,443

⁽¹⁾ Para los datos relativos a las emisiones procedentes de fuentes móviles, únicamente se incluyen las asociadas al transporte propio.

⁽²⁾ Datos de CO₂ en proceso de verificación reglamentaria con fecha de finalización 28/02/2014.

En Repsol se apuesta por la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes ofreciendo las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esto significa utilizar la mayoría de las fuentes de energía y optimizar su uso a través de su gestión para alcanzar un desempeño energético excelente. Este compromiso de Repsol se articula mediante la Estrategia de Carbono Global de Compañía actualizada para el periodo 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

En este marco, Repsol fijó un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo 2006-2013. Este objetivo se cumplió con un año de antelación, por lo que durante 2013 se ha trabajado en la definición de un nuevo Plan de Compañía a largo plazo para la mejora de la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de CO₂.

Como resultado de este trabajo se ha establecido como objetivo estratégico la reducción de 1,9 millones de toneladas de CO₂eq mediante un nuevo plan para el periodo 2014-2020 que integra la reducción de la intensidad energética y la de emisiones. Además, durante 2013 Repsol ha mantenido su compromiso con la mejora continua y la reducción de emisiones de GEI, y ha impulsado acciones de eficiencia energética que han reducido más de 350 kt de CO₂eq.

Uno de los objetivos estratégicos en materia energética es la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) en nuestras instalaciones, lo que permite establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y consumo de la energía, afirmando el compromiso de la compañía con el suministro sostenible de energía. Avanzar en la excelencia en la gestión energética a través de la implantación de estos SGEn permite formalizar la política energética y la visión de la compañía, así como fijar el seguimiento de metas y objetivos a corto, medio y largo plazo, dentro de un proceso de mejora continua. También permite sistematizar procedimientos y mejores prácticas, extender estándares energéticos comunes, homogeneizando su uso en Repsol y anticipar la componente regulatoria.

En Repsol el sistema de Gestión de la Energía se está implantado de acuerdo a los requisitos de la Norma Internacional ISO 50001. Durante 2013 se ha continuado con el proceso de certificación de instalaciones, incluyendo a las refinerías de Tarragona, Cartagena y La Pampilla (Perú), la Química de Puertollano y finalmente el activo del *Upstream* denominado Bloque 16 (Ecuador), que se unen a las ya certificadas en años anteriores.

Repsol tiene por objetivo lograr la excelencia en los inventarios de gases de efecto invernadero ampliando el alcance de manera continua y mejorando su calidad y transparencia. Por ello cada año verificamos a través de una empresa externa que nuestros inventarios GEI cumplen con las normativas más exigentes en

calidad y precisión de inventarios. Durante este año se ha avanzado con el inventario de emisiones de CO2 llevando verificado más de un 92% de dichas emisiones por el estándar internacional ISO 14064.

Adicionalmente, Repsol continúa siendo líder del sector de la energía en el índice mundial CDLI, Climate Disclosure Leadership Index, del Climate Disclosure Project, el más prestigioso a nivel internacional en materia de cambio climático.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa se detallan las actuaciones más destacadas que se llevaron a cabo durante el ejercicio para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

6.3) FISCALIDAD

Política fiscal

La política fiscal de Repsol está alineada con la misión y los valores de la compañía, así como con la estrategia de los negocios a largo plazo. En consecuencia, Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y ofreciendo soluciones con visión global, buscando que la Compañía sea reconocida por aplicar políticas fiscales responsables y promover relaciones cooperativas con los gobiernos y los diferentes grupos de interés.

Repsol está adherido desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias elaborado en España en el seno del Foro Agencia Tributaria - Grandes Empresas.

En las operaciones y modelos de negocio se analiza la eficiencia para la empresa y, en su caso, las posiciones fiscales se toman con base en motivos económicos y empresariales sólidos o en prácticas comúnmente aceptadas, respetando siempre el cumplimiento tanto de la letra como del espíritu de las leyes aplicables y procurando evitar riesgos, económicos o de reputación, y conflictos innecesarios. Repsol considera que este enfoque respetuoso y equilibrado redundará en la sostenibilidad de sus operaciones a largo plazo.

Repsol está comprometido a no utilizar estructuras de carácter opaco, es decir, aquellas que estén diseñadas con el propósito de impedir el conocimiento por parte de las Administraciones tributarias, o en las que se interpongan sociedades instrumentales en paraísos fiscales o territorios no cooperantes con las autoridades fiscales.

Por su compromiso con la transparencia, Repsol está adherido, como socio fundador, a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, Extractive Industries Transparency Initiative). Esta iniciativa persigue el fortalecimiento de la gobernabilidad gracias a mejoras en materia de transparencia sobre los pagos realizados por empresas extractivas a los gobiernos y entidades ligadas a los mismos y de las relaciones cooperativas con las autoridades. Repsol desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en varios países que tienen la calificación de “país cumplidor o candidato” (Perú, Noruega, Liberia, Mauritania, Irak, Trinidad y Tobago, Indonesia...).

El Consejo de Administración, a través de la Comisión de Auditoría y Control, revisa periódicamente las políticas fiscales aplicadas.

Impacto fiscal en los resultados de Repsol

El grupo Repsol está sujeto a los diversos impuestos sobre beneficios que existen en los países donde opera. Cada impuesto tiene su propia estructura y tipos de gravamen. Habitualmente los tipos de gravamen aplicables a los resultados obtenidos en la producción de hidrocarburos (Upstream) son más elevados que los generales. En ocasiones esos beneficios resultan gravados no solo en el país donde se

obtienen, sino también en el país donde residen las entidades titulares de la explotación o sus matrices (doble imposición).

Adicionalmente, el Grupo está sujeto a otros tributos que también minoran su beneficio y, en particular, sus resultados operativos. Es el caso de los impuestos a la producción de hidrocarburos (regalías y similares), tasas y tributos locales, cotizaciones sociales, etc.

En 2013 la carga tributaria total devengada por los impuestos mencionados asciende a 2.192 millones de euros, lo que supone un tipo efectivo del 60,5%. El tipo efectivo del impuesto sobre beneficios es el 43,3%.

Impacto fiscal en resultados en 2013

Importes en millones de euros

Concepto	Grupo Repsol ex Gas Natural Fenosa		Grupo Repsol	
	Importe	Tipo (*)	Importe	Tipo (*)
Impuesto sobre beneficios	956	50,5%	1.096	43,3%
Carga tributaria total	1.857	66,4%	2.192	60,5%

(*) Tipo efectivo impuesto sobre beneficios: Impuesto sobre sociedades / resultado antes de impuesto sobre beneficios y participadas

Tipo efectivo carga tributaria total: I. Sociedades + Otros tributos en el resultado operativo / resultado antes de impuesto sobre beneficios y tributos sobre resultado operativo

Contribución fiscal

Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. Los impuestos que paga representan una parte significativa de la contribución económica que realiza a los países en los que opera. Por ello, Repsol presta una atención prioritaria al cumplimiento de su obligación de pagar los impuestos que, de acuerdo con las normas y principios aplicables, resulten debidos en cada territorio.

El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento por las obligaciones formales, de información y colaboración con la Administración que implica, y conlleva relevantes responsabilidades.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo segmentamos los tributos pagados entre aquellos que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado (por ejemplo, impuesto sobre sociedades, impuesto a la producción, cuotas sociales a cargo de la empresa...), y aquellos que no minoran el resultado porque se retienen o repercuten al contribuyente final (por ejemplo, impuesto al valor agregado, impuesto sobre ventas de hidrocarburos, retenciones...). A los primeros los denominamos "Carga Fiscal" y a los segundos "Tributos Recaudados".

En la medición de la contribución fiscal se computan habitualmente sólo los tributos efectivamente pagados, sin incluir, por ejemplo los impuestos sobre beneficios devengados pero que se pagarán en el futuro. Conforme a este criterio, hay que destacar que en 2013 Repsol presentó más de 22.000 declaraciones, sin incluir las de Gas Natural Fenosa, y pagó 13.671 millones de euros en tributos y cargas públicas asimilables.

Tributos efectivamente pagados en 2013 (*)

Importes en millones de euros

Regiones	Carga fiscal	Tributos recaudados	Total
Europa	851	10.462	11.313
Latinoamérica	974	736	1.710
Norte de África	600	5	605
Resto del mundo	25	19	43
TOTAL 2013	2.449	11.222	13.671

(*) Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores.

El desglose por países de los impuestos pagados en 2013 por el Grupo, sin incluir los pagados por Gas Natural Fenosa, es el siguiente:

Tributos efectivamente pagados en 2013 por país sin incluir Gas Natural Fenosa ⁽¹⁾

Millones de euros

PAIS	Carga fiscal				Tributos recaudados ⁽²⁾			
	Tributos pagados 2013	Impuesto sobre Sociedades	Otros	Total	IVA	Impuesto sobre hidrocarburos	Otros	Total
España	8.811	188	276	465	3.200	4.825	322	8.346
Portugal	1.144	16	11	27	428	669	19	1.117
Italia	390	2	1	3	51	334	1	387
Rusia	89	13	60	73	11	0	5	16
Libia	566	512	53	565	0	0	1	1
Argelia	39	34	1	35	0	0	4	4
T&T	465	301	164	465	-9	1	8	0
Venezuela	67	35	20	55	7	0	5	12
Colombia	25	18	1	19	0	0	6	6
Bolivia	91	56	8	64	22	0	5	27
Perú	815	77	120	196	425	175	19	618
Brasil	74	27	35	62	2	0	11	13
Ecuador	39	21	2	24	10	0	5	15
Resto	30	8	4	12	-2	0	20	18
TOTAL 2013	12.645	1.308	757	2.065	4.145	6.004	432	10.581

⁽¹⁾ Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores.

⁽²⁾ Incluye las cantidades pagadas a través de los operadores logísticos que actúan como sustitutos.

Gestión de riesgos fiscales

El Grupo cuenta con un mapa de riesgos en el que se identifican específicamente los riesgos fiscales, ya deriven de las políticas fiscales aplicadas, de posibles incumplimientos, de las controversias sobre la interpretación o aplicación de las leyes a casos concretos o de la inestabilidad del marco jurídico fiscal y contractual.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo, que exige un proceso escrupuloso y permanente de identificación, análisis y evaluación de riesgos.

En particular, los proyectos de inversión o desinversión y las operaciones relevantes de la compañía incorporan un análisis de sus implicaciones fiscales antes de la toma de decisiones.

En la defensa de conflictos y litigios fiscales, Repsol da prioridad a las soluciones amistosas y actúa con transparencia ante las administraciones tributarias, facilitando la información que estimen necesaria en relación con las actividades empresariales desarrolladas por el Grupo. Repsol considera que, en el actual marco fiscal internacional, caracterizado por una creciente complejidad e incertidumbre, son importantes los esfuerzos para reducir el número de controversias y promover la seguridad jurídica y la estabilidad del marco tributario, como aspectos fundamentales para el desarrollo de la actividad económica.

6.4) I+D+i

Repsol mediante la investigación y la innovación, impulsando el talento y trabajando en red de forma cooperativa con grupos científicos de excelencia, españoles e internacionales, busca desarrollar soluciones para afrontar estos desafíos.

El Centro de Tecnología Repsol (CTR) es el corazón científico y tecnológico desde donde la compañía centraliza sus inversiones en I+D+i.

INDICADORES DE GESTIÓN DE I+D	2013	2012
Nº contratos	122	151
I+D externa (millones de euros)	23	20
Inversión I+D (millones de euros)	89	83

En 2013, Repsol invirtió 83 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en el Centro de Tecnología situado en Móstoles (España), a los que hay que sumar otros 6 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía, frente a los 77 y 6 millones invertidos en 2012, respectivamente. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de más de 23 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2013 el Centro de Tecnología participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y 9 proyectos de la Unión Europea, frente a los 14 y 6 del año 2012, así como en un proyecto de cooperación internacional con Chile.

Durante el año 2013 se ha firmado un crédito con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para la financiación de las actividades de I+D del Centro de Tecnología durante los próximos cuatro años. Dicho crédito cubre prácticamente la mitad del presupuesto durante este período y marca un hito en el esquema de ayudas públicas obtenidas por el Centro, siendo ésta la primera vez que Repsol solicita financiación de este tipo para sus actividades. Esta operación representa un aval a la calidad y garantía de nuestras actividades de I+D.

Dicho crédito financiará numerosas actuaciones del amplio programa de inversiones de investigación, desarrollo en innovación, que abarca entre otros campos: mejoras en la eficiencia energética y en el proceso de refinado del petróleo, desarrollo y producción de derivados petroquímicos o el almacenamiento de CO₂. Asimismo se incluyen programas para el desarrollo de sistemas y productos en el ámbito de generación de energía renovable, bioenergía y soluciones de transporte.

Durante los primeros meses del año 2013 se han consolidado los grupos de Tecnología de Houston y Brasil. La creación de estos dos nuevos “hubs” en ubicaciones de interés estratégico y entornos tecnológicos altamente innovadores, ha supuesto la generación de un modelo integrado con el Centro de Tecnología Repsol en Madrid, permite acceder a nuevos ecosistemas de innovación además de estar cerca de los importantes proyectos de compañía en estas áreas.

6.5) SOCIEDAD

RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Repsol refuerza su estrategia de negocio con la búsqueda de mejores soluciones energéticas que contribuyan al desarrollo sostenible. Esto es posible gracias a una visión de futuro que se sustenta en la responsabilidad corporativa como uno de sus atributos fundamentales.

A través de su modelo de responsabilidad corporativa, la compañía responde a las necesidades actuales y futuras de sus partes interesadas. Repsol trabaja cada día para estar en capacidad de identificar y comprender sus expectativas a nivel global y local, tanto en países como en centros operativos, con una actitud proactiva.

A lo largo de 2013, la compañía ha consolidado la implantación de su sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa, con la creación de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países donde opera. Estos se suman a los ya existentes en España y Portugal, Bolivia, Ecuador y Perú. Cada comité ha aprobado y hecho público su correspondiente Plan de Sostenibilidad 2013-2014, en el que se han definido las acciones que se desarrollarán para acercar el desempeño ético, social y ambiental de la compañía a las expectativas de sus partes interesadas.

Durante este ejercicio se ha formalizado también el despliegue del sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa en los principales complejos industriales, que han aprobado sus primeros planes de sostenibilidad. Contar con un modelo que integre las expectativas de nuestras partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía nos permite trabajar en la generación constante de valor a largo plazo. Este esfuerzo es reconocido internacionalmente, y una prueba de ello es nuestra presencia continuada en los índices de sostenibilidad Dow Jones y FTSE4Good. Repsol volvió a recibir la calificación de compañía “Gold Class” según el Anuario de Sostenibilidad de SAM 2013, que reconoce a las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad.

ACCIONISTAS E INVERSORES

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores, cuya misión es atender a los accionistas de Repsol, tanto inversores institucionales como accionistas minoritarios, además de los analistas que siguen a la compañía, en todo lo relacionado al acceso a información financiera y operativa de la compañía, así como a los hechos que puedan afectar al valor de la acción.

Dentro de este ámbito y con el ánimo de una mejora continua de la calidad de la información acerca de la compañía, la Dirección de Relación con Inversores ha desarrollado durante el año 2013 dos nuevas áreas especializadas en la atención, por un lado a los accionistas minoritarios y por otro, a los inversores socialmente responsables.

En cuanto a los accionistas minoritarios, se ha creado “*Repsol en Acción*”, un modelo de relación con accionistas basado en las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y transparencia con el objetivo de facilitar el acercamiento, la comunicación y un contacto más fluido entre la compañía y sus accionistas minoritarios. Se ha desarrollado un apartado especial en la sección de inversores de la página web dedicado a los accionistas de Repsol, con el fin de mantenerles informados de los principales acontecimientos que suceden en la compañía, de una manera transparente así como hacerles partícipes de la acción social, los eventos deportivos y el sistema de promociones de la Compañía.

Respecto a los inversores socialmente responsables, se ha diseñado una atención dedicada y una serie de eventos especiales que tiene como fin comunicar cómo actúa la compañía en materias de responsabilidad corporativa: seguridad, medio ambiente, derechos humanos, relación con comunidades y gobierno corporativo, entre otros temas.

A continuación, encontramos un resumen de las estadísticas que respaldan la interacción de la compañía con los inversores y la comunidad financiera a través de los diferentes canales de comunicación establecidos:

INFORMACIÓN ACCIONISTAS E INVERSORES	2013	2012
Llamadas OIA ⁽¹⁾	34.291	45.000
Accesos web Repsol	443.000	390.000
Consultas vía mail	10.000	6.000
Roadshows inversores institucionales (ciudades) ⁽²⁾	41	34
Roadshows accionistas minoritarios (ciudades) ⁽²⁾	12	-
Conferencias sectoriales	19	22
Inversores institucionales contactados	808	900
Aplicación para dispositivos móviles (descargas)	1.385	-
Eventos para accionistas minoritarios	49	-

(1) La Oficina de Información al Accionista (OIA) atiende a accionistas minoritarios, tanto actuales como potenciales.

(2) Los *roadshows* son desplazamientos a diferentes ciudades para visitar a inversores institucionales o a accionistas minoritarios. Incluye roadshows con inversores socialmente responsables






Adicionalmente desde el año 2012, se puso a disposición de los inversores una aplicación para acceder a la información financiera de la compañía a través de dispositivos móviles (tabletas y teléfonos inteligentes). Dicha aplicación puede ser descargada de manera gratuita a través de la página web de Repsol.

REPSOL EN INTERNET

La presencia de la Compañía en internet se canaliza principalmente a través de la web corporativa repsol.com, que constituye una plataforma de comunicación transversal y una herramienta de marketing para los diferentes negocios. La web de Repsol es un referente en términos de contenidos, transparencia y accesibilidad de la información.

Durante los diez últimos años, el portal repsol.com se ha posicionado entre las primeras webs europeas, según el estudio que realiza periódicamente la consultora internacional KWD. En dicho ranking, la web de la compañía ha ocupado la primera posición en España y ha estado entre las primeras de su sector.

Además, Repsol cuenta con otros activos de especial relevancia, como la web guiarepsol.com, y aplicaciones para dispositivos móviles. Por otro lado, la presencia en las redes sociales, especialmente en Facebook y Twitter ha cobrado especial relevancia, contando ya con más 180.000 seguidores.

	2.800.000 visitas (promedio mensual)
	1.600.000 usuarios únicos (promedio mensual)
	56.000 seguidores
	127.000 seguidores
	5.500 palabras posicionadas en el Top 20 de Google, con un valor anual estimado de 212.000€

PUBLICIDAD, PATROCINIO Y RELACIONES PÚBLICAS

A lo largo de 2013 se han realizado diversas campañas publicitarias que han servido para dar visibilidad a proyectos estratégicos de la compañía. Todas estas comunicaciones han trasladado, además, el compromiso de Repsol en temas de gran relevancia para la sociedad como la capacidad de Repsol para generar empleo, el apoyo al emprendimiento o la implicación en la formación de los jóvenes, entre otros. En el plano comercial, se han realizado numerosas acciones publicitarias que han servido para destacar la superioridad de nuestros productos y sus ventajas competitivas.

Como marca responsable nos preocupa el rigor de nuestra comunicación publicitaria. Para ello seguimos adoptando mecanismos y códigos voluntarios que dan transparencia y veracidad a todas estas comunicaciones (como la pertenencia a la Asociación para la Autorregulación de la Comunicación Comercial o la adhesión al Código de Autorregulación sobre Argumentos Ambientales en Comunicaciones Comerciales).

Un año más, los programas de patrocinio y relaciones públicas, han contribuido a generar notoriedad para la marca Repsol y a reforzar la imagen de liderazgo y de empresa comprometida con la sociedad y el futuro energético.

Durante la temporada 2013, Marc Márquez se convirtió en el campeón del mundo de MotoGP más joven de la historia, y con su compañero Dani Pedrosa, consiguieron que el Equipo Repsol Honda se alzase un año más con el título de campeón del mundo por equipos. Este programa de patrocinio favorece, sin duda, el conocimiento de la compañía a nivel mundial facilitando así su expansión internacional. Además, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición del motor permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, ser capaz de responder a las mayores expectativas de sus clientes.

Como muestra del compromiso de Repsol con la sociedad, en 2013 se ha incorporado dentro de la estrategia de patrocinio y relaciones públicas el apoyo a programas como el CEV Repsol (Campeonato de España de Velocidad) o las becas de la Escuela Monlau Repsol, que favorecen la generación de oportunidades y la adecuada formación de jóvenes deportistas y profesionales.

De acuerdo con el firme compromiso de Repsol con el futuro de la energía y el respeto al medio ambiente, la compañía ha compensado un año más las emisiones de CO₂ correspondientes a su participación en el mundial de MotoGP y la celebración de su Junta General de Accionistas.

7. PERSPECTIVAS Y EVOLUCIÓN PREVISIBLE

Los usuarios de este informe han de tener presente que la información prospectiva, contenida en el documento, y que refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo, las cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables, no ha de considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidas a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los riesgos e incertidumbres principales se describen en el apartado 2.6 Gestión del Riesgo.

7.1) PERSPECTIVAS DEL ENTORNO MACROECONÓMICO

La economía global continúa recuperándose de la crisis de 2009, pero este es un proceso que está resultando ser lento y frágil. A diferencia de años anteriores, durante 2013 aumentaron los riesgos de las economías emergentes y se moderaron los riesgos en las economías avanzadas.

Las previsiones para la economía mundial son que el crecimiento económico repunte de nuevo por encima del 3%, tras la desaceleración vivida entre 2011 y 2013, de manera que en 2014 se alcance un 3,7%. El grueso del crecimiento económico global seguirá procediendo de las economías emergentes si bien se ha producido un impulso por la revisión al alza del crecimiento en las economías avanzadas. En éstas, el producto interior bruto real aumentará un 2,2% en 2014, casi un punto porcentual más que en 2013.

El crecimiento en las economías emergentes y en desarrollo se espera que sea del 5,1% en 2014 y que aumente progresivamente en años siguientes, sostenido por una sólida demanda doméstica, la recuperación de las exportaciones y políticas fiscales, monetarias y financieras acomodaticias, si bien la mayor parte de estas economías están moderando su ritmo de crecimiento y han visto revisadas recientemente sus previsiones a la baja.

De cara a 2014, el grueso de analistas ya estima para la economía española tasas de variaciones anuales positivas, si bien la intensidad de este crecimiento todavía encierra alguna incertidumbre. El FMI en el último WEO¹ revisó al alza sus previsiones de crecimiento a un 0,6 %. Las estimaciones de la Dirección de estudios y análisis del entorno de Repsol sitúan el crecimiento del PIB de 2014 en un 0,8%, en línea con las principales casas de análisis nacionales.

Con todo, parece que la economía española está alcanzando poco a poco cierta estabilidad. Todavía persisten muchas debilidades, y existen riesgos que podrían invertir la senda adquirida por el PIB en los dos últimos trimestres. Pero la mejora de la situación en la Eurozona, tanto institucional como macroeconómica, y las reformas estructurales adoptadas permiten ser moderadamente optimistas. La economía española salió de la recesión técnica ya en el tercer trimestre de 2013, registrando su primera tasa positiva de crecimiento. Todavía queda un largo camino para alcanzar el nivel de producción anterior a la crisis.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2013	2014	2013	2014
Economía mundial	3	3,7	3,8	3,8
Economías avanzadas	1,3	2,2	1,4	1,8
España	-1,2	0,6	1,4	1,5
Economías emergentes	4,7	5,1	6,1	5,6

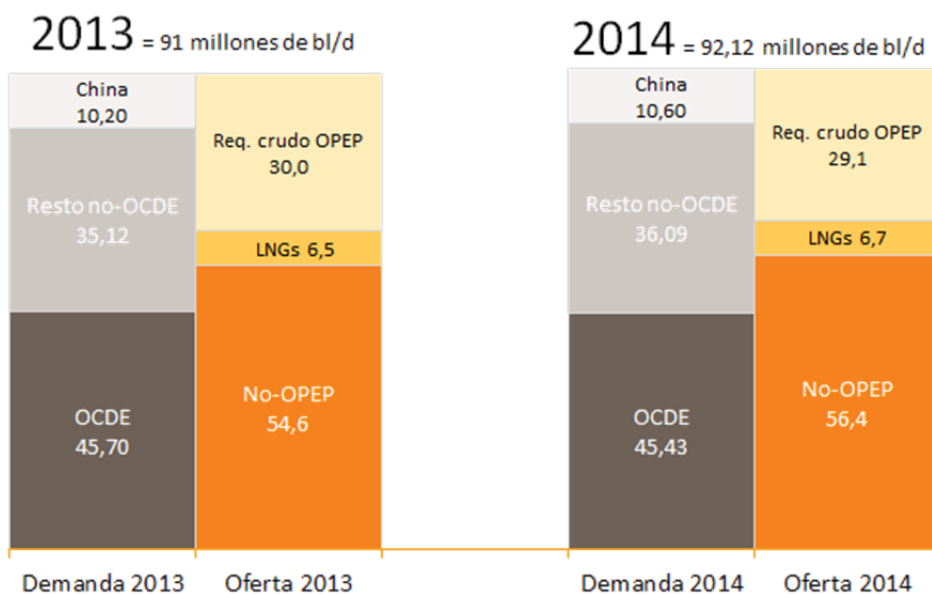
Fuente: FMI y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

¹ World Economic Outlook

7.2) PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el balance oferta demanda de petróleo estaría determinado por el significativo aumento de la producción esperado para 2014, cerca de 1,8 millones de barriles. De los cuales más de un 60% provendría de los países no-OPEP. Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE.

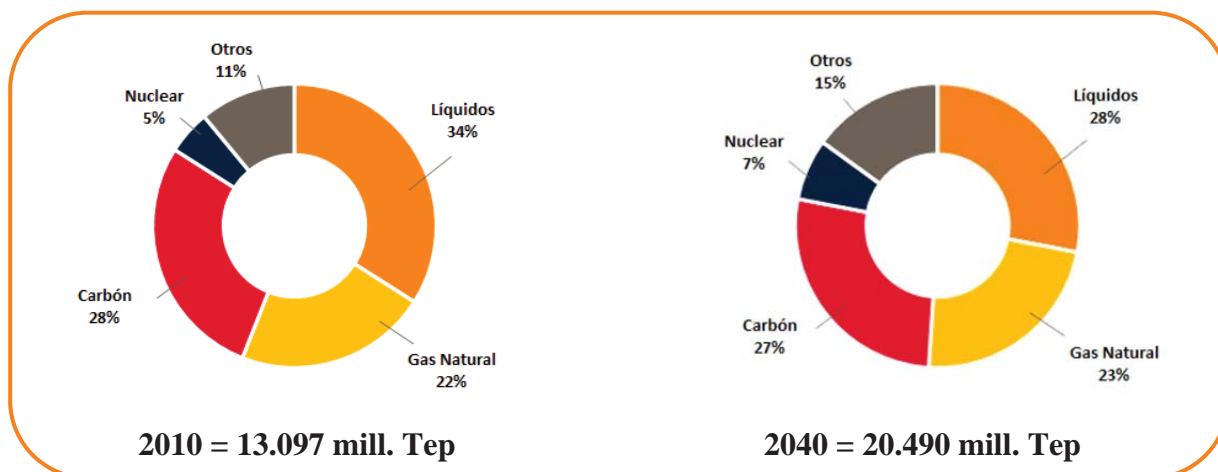
Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial



Fuente: AIE y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol

A más largo plazo, el incremento de la demanda energética que plantea la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) se sitúa en el 56% entre 2010 y 2040, o lo que es lo mismo un crecimiento medio anual del 1,5%, estando la mayor parte de este crecimiento, un 85%, concentrado en los países no-OCDE, debido a su fuerte crecimiento económico y demográfico.

Los combustibles fósiles seguirán siendo el principal motor del mundo, dado que en el 2040 estas tres fuentes (petróleo, gas natural y carbón) abastecerán más de tres cuartas partes de la demanda de energía. Aun así, el petróleo reducirá su cuota, desde el 34% de 2010 hasta el 28% en 2040.



Fuente: International Energy Outlook 2013 (EnergyInternational Agency) y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol

7.3) EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE NUESTROS NEGOCIOS

De acuerdo con los logros conseguidos en los años 2012 y 2013, se mantienen para los próximos años las líneas estratégicas establecidas en el Plan Estratégico 2012-2016. De esta manera, continuaremos poniendo foco en el crecimiento del negocio del *Upstream* y en la excelencia operativa del *Downstream*, al mismo tiempo que se mantiene una retribución competitiva al accionista y la solidez de nuestros ratios financieros.

En el negocio del *Upstream*, nuestra meta es lograr un crecimiento fuerte, rentable y sostenible en el tiempo. De este modo, nuestros esfuerzos de inversión se centran en proyectos de alto valor añadido, que permiten a la compañía una expansión de carácter progresivo. Es el vector de crecimiento de la compañía, y por ello el 77% de las inversiones contempladas el PE 12-16 se concentran en esta área. Para el año 2014 se mantienen los compromisos de esfuerzo inversor. Se destinarán aproximadamente 1.000 millones de dólares a la actividad exploratoria, esperando completar más de 30 sondeos y llevar a cabo una importante actividad sísmica, destacando las inversiones en Brasil, Estados Unidos, Angola, Rusia, Noruega, Colombia, Namibia y Rumania. Adicionalmente, se contemplan aproximadamente 2.600 millones de dólares de inversión en desarrollo, perforación y construcción de instalaciones, principalmente en Norteamérica, Brasil, Venezuela y Argelia.

En 2014 la producción y la incorporación de nuevas reservas se espera que estarán en línea con lo previsto en el PE 12-16.

El compromiso de crecimiento del PE12-16 viene impulsado por 10 grandes proyectos, de los cuales en 2013 ya están en producción Rusia, Lubina-Montanazo, Margarita, Mid-Continent, Sapinhoa y Carabobo (producción temprana). Se prevé que entre 2014 y 2015 entren en funcionamiento Kinteroni en Perú, Cardón IV en Venezuela y se continúe con el desarrollo de los proyectos ya mencionados así como Carioca y Reggane.

En el negocio del *Downstream* la finalización de los grandes proyectos de Cartagena y Petronor y el objetivo de excelencia operativa están permitiendo superar un entorno de crisis económica en España y Europa. Los objetivos marcados para el próximo año serán:

- Seguir con la mejora de la eficiencia y competitividad de las instalaciones de Refino y Química que nos lleven a una mejora continuada de sus márgenes.
- Puesta en marcha de la planta de lubricantes de última generación Sksoil en Cartagena, en asociación con la compañía coreana SKL.
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal y considerando una estabilización de la demanda de carburantes en España después de 6 años de caída continúa.

En el entorno previsto, se mantiene la solidez financiera del Grupo para acometer las inversiones requeridas, el mantenimiento del rating crediticio y un retorno competitivo para el accionista.

ANEXO I: RECONCILIACIÓN RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA

<i>2013 (Millones de euros)</i>	Resultados Ajustados	Reclasif.	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	3.343	(772)	2.571
Resultado financiero	(814)	59	(755)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	122	(74)	48
Resultado antes de impuestos	2.651	(787)	1.864
Impuesto sobre beneficios	(1.096)	149	(947)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.555	(638)	917
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(38)	-	(38)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.517	(638)	879
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	(1.322)	638	(684)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	195	-	195

<i>2012 (Millones de euros)</i>	Resultados Ajustados	Reclasif.	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	4.286	(620)	3.666
Resultado financiero	(857)	47	(810)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	117	(70)	47
Resultado antes de impuestos	3.546	(643)	2.903
Impuesto sobre beneficios	(1.581)	175	(1.406)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.965	(468)	1.497
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(75)	-	(75)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.890	(468)	1.422
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	170	468	638
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.060	-	2.060

ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

			PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD
			Litros	Barriles	Metros cúbicos	tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos	kWh
PETRÓLEO	1 barril ⁽¹⁾	bbbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615	1,7x10 ⁶
	1 metro cúbico ⁽¹⁾	m ³	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481	10.691,5
	1 tonelada equivalente petróleo ⁽¹⁾	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911	12.407,4
GAS	1 metro cúbico	m ³	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32	10,35
	1.000 pies cúbicos=1,04x10 ⁶ Btu	ft ³	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
	1 megawatio hora	MWh	93,53	0,59	0,10	0,08	96,62	3.412,14	1.000

⁽¹⁾ Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	pie	ft	0,305	12	1	0,333
	yarda	yd	0,914	36	3	1
			Kilogramo	Libra	Tonelada	
MASA	kilogramo	kg		1	2,2046	0,001
	libra	lb		0,45	1	0,00045
	tonelada	t		1.000	22,046	1
			Pie cúbico	Barril	Litro	Metro cúbico
VOLUMEN	pie cúbico	ft ³	1	0,1781	28,32	0,0283
	barril	bbbl	5.615	1	158,984	0,1590
	litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	metro cúbico	m ³	35,3147	6,2898	1.000	1

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
bbbl	Barril	kbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbl/d	Mil barriles de petróleo por día	Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes	MW	Millón de watos
bep	Barril equivalente de petróleo	kbep/d	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	Mwe	Millón de watos eléctricos
Btu	British thermal unit	km²	Kilómetro cuadrado	MWh	Millón de watos por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	kt	Mil toneladas	TCF	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	Mbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatos por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD	Dólar americano

ANEXO III: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA

2013

C.I.F. A78374725

Denominación Social: REPSOL, S.A.

Domicilio Social: C/ Méndez Álvaro, 44 28045 Madrid

**MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS
COTIZADAS**

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
05-07-2013	1.302.471.907	1.302.471.907	1.302.471.907

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí No

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
Sacyr , S.A.	0	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	9,38
CaixaBank, S.A.	156.509.448			12,02
Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	82.949.191	6,37
Petróleos Mexicanos	0	Entidades financieras	67.969.767	9,34
		PMI Holdings BV	53.703.915	
		Pemex Internacional España, S.A.	1	

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BNP Paribas, Societé Anonyme	11/03/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	12/03/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	13/03/2013	Se ha superado el 3%

		del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	04/04/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	10/05/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	14/05/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	10/06/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	11/06/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	12/06/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	25/06/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
Temasek Holdings (Private) Limited	04/03/2013	Se ha superado el 5% del capital social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
D. Antonio Brufau Niubó	306.604	-	-	0,024
D. Isidro Fainé Casas	266	-	-	0,000
D. Manuel Manrique Cecilia	109	Cymofag, S.L.U.	938	0,000
Dña. Paulina Beato Blanco	109	-	-	0,000
D. Artur Carulla Font	49.379	-	-	0,004
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.326	-	-	0,000
D. Rene Dahan	10.263	-	-	0,001
D. Ángel Durández Adeva	6.576	-	-	0,000
D. Javier Echenique Landiríbar	0	Bilbao Orvieto, S.L.	19.012	0,001
D. Mario Fernández Pelaz	4.420	-	-	0,000
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	6.445	2.026		0,001

D. José Manuel Loureda Mantiñán	57	Prilou, S.L.	30.067	0,002
D. Juan María Nin Génova	266	0		0,000
Pemex Internacional España, S.A.	1	0		0,000
D. Henri Philippe Reichstul	50	0		0,000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	24.093	0		0,002

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,035
---	-------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos directos	Derechos indirectos		Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos
		Titular directo	Número de derechos		

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Societaria	Repsol participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol y

		Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.
--	--	---

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí No

Intervinientes del pacto parasocial	% del capital social afectado	Breve descripción del pacto

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí No

Intervinientes acción concertada	% del capital social afectado	Breve descripción del concierto

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí No

Nombre o denominación social

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirecta (*)	% total sobre capital social
19.188	1.413.492	0,11

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	1.413.492
Total:	1.413.492

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% sobre capital social

A.9. Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta de Accionistas al Consejo de Administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

“Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.”

A.10 Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Sí No

Descripción de las restricciones
<p>El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.</p> <p>Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades. - Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado. <p>Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.</p> <p>La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.</p>

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí No

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

<p>A 31 de diciembre de 2013, las acciones de Repsol en forma de <i>American Depositary Shares</i> (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.</p> <p>Adicionalmente, las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores</p>
--

de Lima.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la Junta General

Sí No

	% de quórum distinto al establecido en art. 193 LSC para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSC para los supuestos especiales del art. 194 LSC
Quórum exigido en 1ª convocatoria		
Quórum exigido en 2ª convocatoria		

Descripción de las diferencias

B.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida en el art. 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		75%

Describa las diferencias
Se requiere, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias: <ul style="list-style-type: none">• Modificación de los artículos 22bis y 44bis de los Estatutos relativos a las operaciones vinculadas y a la prohibición de competencia de los Consejeros, o de la presente norma especial.• Autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos.• Dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44bis de los Estatutos.

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos,

así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos.

Los Estatutos Sociales de Repsol no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el artículo 22 que establece que para la modificación de los artículos 22bis (“Operaciones vinculadas”), 44bis (“Prohibición de competencia”) y de la propia regla especial de modificación de Estatutos contenida en el artículo 22, que establece que se requiere tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales dispone que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

B.4 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:

Fecha Junta General	Datos de asistencia				Total
	% de presencia física	% en representación	% Voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	
31-05-2013	15,329	42,418	0,0052	6,82	64,574

B.5 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:

Sí No

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	
---	--

B.6 Indique si se ha acordado que determinadas decisiones que entrañen una modificación estructural de la sociedad (“filialización”, compra-venta de activos operativos esenciales, operaciones equivalentes a la liquidación de la sociedad...) deben ser sometidas a la aprobación de la junta general de accionistas, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes Mercantiles.

Sí No

B.7 Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información

sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por el artículo 539 de la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y de la información relativa a las juntas generales, se recoge en el epígrafe “Información para accionistas e inversores” de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de Administración

C.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros:	9

C.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Presidente	23-07-1996	15-04-2011	Cooptación
D. Isidro Fainé Casas		Vicepresidente	19-12-2007	31-05-2012	Cooptación
D. Manuel Manrique Cecilia		Vicepresidente	25/04/2013	31-05-2013	Cooptación
Dña. Paulina Beato Blanco		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Artur Carulla Font		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Rene Dahan		Vocal	31-05-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Durández Adeva		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiribar		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario		Vocal	15-04-2011	15-04-2011	Votación en

Fernández Pelaz					Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Vocal	14-05-2009	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Vocal	31-01-2007	15-04-2011	Cooptación
D. Juan María Nin Génova		Vocal	19-12-2007	31-05-2012	Cooptación
Pemex Internacional España, S.A.	Arturo F. Henríquez Autrey	Vocal	26-01-2004	30-04-2010	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Vocal y Secretario	02-02-2005	31-05-2013	Cooptación

Número Total de Consejeros	16
-----------------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido en el Consejo de Administración durante el periodo sujeto a información:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
Juan Abelló Gallo	Dominical	06/03/2013

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
D. Antonio Brufau Niubó	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Consejero, Secretario General y del Consejo de Administración

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del Consejo	12,5

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
D. Isidro Fainé Casas	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
D. Juan María Nin Génova	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr, S.A.
Pemex Internacional España, S.A.	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Petróleos Mexicanos
D. Rene Dahan	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Temasek Holdings (Private) Limited

Número total de consejeros dominicales	6
% total del Consejo	37,5

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	Perfil
Dña. Paulina Beato Blanco	Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico y Miembro de los Patronatos de la Barcelona GSE, y Fundación Balia.
D. Artur Carulla Font	Licenciado en Ciencias Empresariales. Ha sido Director General de Arbora & Ausonia

	<p>SL y Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L. y The Eat Out Group, S.L. y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).</p>
<p>D. Luis Carlos Croissier Batista</p>	<p>Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Domínguez, S.A. Testa Inmuebles en Renta, S.A. y Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.</p>
<p>D. Mario Fernández Pelaz</p>	<p>Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego</p>

	<p>Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Desde julio de 2009 a noviembre de 2013 fue Presidente Ejecutivo de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa). Desde el 1 de enero de 2012 es Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos, Presidente de su Comisión Ejecutiva, y Vicepresidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA). Es Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.</p>
<p>D. Ángel Durández Adeva</p>	<p>Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.</p>

<p>D. Javier Echenique Landiribar</p>	<p>Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Vicepresidente de Calcinor, S.L., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo, Fundación Altuna y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.</p>
<p>Dña. María Isabel Gabarró Miquel</p>	<p>Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.</p>
<p>D. Henri Philippe Reichstul</p>	<p>Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup,</p>

	Miembro del Consejo Internacional de UTC, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners, y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.
--	--

Número total de consejeros independientes	8
% total del Consejo	50%

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

Nombre o denominación social del consejero	Descripción de la relación	Declaración motivada

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento

Número total de otros consejeros externos	
% total del Consejo	

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Condición anterior	Condición actual

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de Consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3
Ejecutiva	-	-	-	-	-	-	-	-
Dominical	-	-	-	-	-	-	-	-
Independiente	2	2	2	2	25%	25%	25%	25%
Otras Externas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2	2	2	2	12,5%	13,3%	12,5%	12,5%

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas
<p>El artículo 32 de los Estatutos Sociales establece que tanto la Junta General como el Consejo de Administración, en uso de sus facultades de propuesta a la Junta y de cooptación para la cobertura de vacantes, procurarán, en relación a la composición del Consejo de Administración, que se apliquen las políticas de diversidad profesional, internacional y de género que resulten adecuadas en cada momento a la actividad de la compañía.</p> <p>El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, la función de velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.</p> <p>En los últimos procesos de selección que ha llevado a cabo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se ha asegurado de que no existiesen sesgos implícitos que obstaculizasen el acceso de mujeres a los puestos vacantes y ha evaluado las competencias, conocimientos y experiencia de todos los candidatos en función de las necesidades de los órganos sociales en cada momento, valorando la dedicación que se considera necesaria para que puedan cumplir su cometido atendiendo a los principios contenidos en el</p>

Reglamento del Consejo.

- C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:**

Explicación de las medidas
Ver Apartado anterior. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones fue quien propuso al Consejo de Administración, en el año 2012, la propuesta de modificación de los Estatutos Sociales y del Reglamento del Consejo con el fin de incorporar las políticas de diversidad como una pauta a seguir por el Consejo en la selección de nuevos candidatos, tanto en el supuesto de cobertura de vacantes por cooptación como en el de propuesta a la Junta del nombramiento de nuevos consejeros. La institucionalización de una política que, teniendo en cuenta las necesidades de la actividad de Repsol en cada momento, promueva la diversidad profesional, internacional (de nacionalidad) y de género contribuye al enriquecimiento de la cultura interna de la empresa y enriquece los procesos de tomas de decisión al aportar nuevas experiencias y puntos de vista. Repsol cuenta en la actualidad con dos mujeres en su órgano de administración.

- Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:**

Explicación de los motivos
Ver Apartado anterior.

- C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.**

Todos los accionistas con participaciones significativas y con derecho de representación proporcional, están representados en el Consejo de Administración de Repsol.

- C.1.8 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:**

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí No

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

C.1.9 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese
Juan Abelló Gallo	Venta por parte del Grupo Torreal de la totalidad de la participación en Sacyr, S.A. (El Sr. Abelló era Consejero Dominical en representación del Grupo Sacyr)

C.1.10 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción

C.1.11 Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo

C.1.12 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Abertis Infraestructuras, S.A.	Vicepresidente 1º
D. Isidro Fainé Casas	Telefónica, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	The Bank East of Asia, Limited	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Banco Portugués de	Consejero

	Investimento, S.A.	
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Ángel Durández Adeva	Mediaset España, S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiribar	Banco Sabadell, S.A.	Vicepresidente
D. Javier Echenique Landiribar	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiribar	Grupo Empresarial ENCE, S.A.	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Banco BPI,S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Erste Group Bank, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Grupo Financiero Inbursa, S.A.B. de CV	Consejero
D. Henri Philippe Reichstul	Gafisa	Consejero
D. Henri Philippe Reichstul	Foster Wheeler	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero

C.1.13 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí No

Explicación de las reglas
<p>El artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 5 lo siguiente:</p> <p><i>“El Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla:</i></p> <p><i>(a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquéllos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y</i></p>

(b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.

Excepcionalmente, y por razones debidamente justificadas, el Consejo podrá dispensar al Consejero de esta prohibición. Asimismo, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.”

C.1.14 Señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	X	
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.	X	

C.1.15 Indique la remuneración global del Consejo de Administración:

Remuneración del Consejo de Administración (miles de euros)	11.886
Importe de la remuneración global que corresponde a los derechos acumulados por los consejeros en materia de pensiones (miles de euros)	-
Remuneración global del consejo de administración (miles de euros)	11.886

C.1.16 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo/s
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D.G. Negocios
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero y Desarrollo Corporativo
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Estrategia y Control
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	D.G. de Exploración y Producción
D. Josu Jon Imaz San Miguel	D.G. del Área Industrial y Trading
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D.C. Auditoría y Control

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	11.458
--	--------

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo vinculado	Cargo
D. Isidro Fainé Casas	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A (Grupo Sacyr)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Valoriza Gestión, S.A (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Construcción, S.A.(Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Concesiones S.L. (Grupo Sacyr)	Consejero

D. Manuel Manrique Cecilia	Inchisacyr, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
D. Juan María Nin Génova	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Director General
D. Luis Carlos Croissier Batista	Sacyr , S.A.	Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr , S.A.	Es titular indirecto del 8,42% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr , S.A.	Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Es titular indirecto del 5,75% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	Es Administrador Único y representante persona física de Sacyr, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Gestión de Activos, S.L.	Es Administrador Único y representante persona física de Sacyr, S.A.
D. Arturo F. Henríquez Autrey	Pemex Procurement International Inc.	Presidente y Director General

C.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí

No

Descripción modificaciones
<p>El 24 de julio de 2013, el Consejo de Administración acordó modificar el artículo 31 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de adaptar la composición de la Comisión Delegada a lo previsto en el artículo 38 de los Estatutos Sociales, modificado en virtud del acuerdo adoptado por la Junta General de Accionistas de 31 de mayo.</p>

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Selección

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones en virtud de su facultad de selección de Consejeros, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

A su vez, esta comisión, deberá velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Nombramiento

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio

y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

- a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.
- b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

- c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.
- d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.
- e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

- f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

- g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.
- h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.
- j) Sean Consejeros durante un período continuado superior a doce años.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representaran hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Reelección

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

El Consejo de Administración, con la periodicidad que determine y, en todo caso, al menos una vez cada tres años, encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia. Dicha evaluación abarcará el examen de la composición, organización y funcionamiento del Consejo como grupo y la valoración de la competencia y eficacia de cada uno de sus comisiones y miembros, incluyendo al Presidente.

Cese

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado C.1.21 siguiente.

C.1.20 Indique si el consejo de administración ha procedido durante el ejercicio a realizar una evaluación de su actividad.

Sí No

En su caso, explique en qué medida la autoevaluación ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

- a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

- b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.
- c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:
- (i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o
 - (ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:
 - Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
 - Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

C.1.22 Indique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí No

Medidas para limitar riesgos
<p>De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A., el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía. No obstante, el apartado 5 del citado artículo 25 establece que:</p> <p><i>“En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:</i></p> <p><i>a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.</i></p> <p><i>b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del</i></p>

Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.

c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.

d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.

e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.”

Asimismo, el artículo 9 del Reglamento del Consejo recoge que “El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.”

Por otro lado, el citado artículo 25 establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración.

Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:

“Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga.”

Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:

1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.
2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:

- a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;
 - b) La política de inversiones y financiación;
 - c) La política de gobierno corporativo;
 - d) La política de responsabilidad social corporativa;
 - e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;
 - f) La política de control y gestión de riesgos; y
 - g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.
3. Las siguientes decisiones:
- a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;
 - b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;
 - c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.
4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.
5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:
- a) Constitución de sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades o entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros.
Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y/o el Plan Estratégico del Grupo.
 - b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.
 - c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol.
 - d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.
 - e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de

euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.

Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:

- Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.
- Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.
- Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y/o el Plan Estratégico del Grupo.

En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.

- f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.
- g) Concesión de afianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo, salvo que:
 - El garante, directamente o en virtud de contragarantías, finalmente responda de la deuda o prestación en una proporción no superior a la participación económica del Grupo en la entidad cuyas obligaciones se garantizan; y
 - El otorgamiento de la garantía forme parte del proceso ordinario y habitual de licitación, negociación, gestión y explotación de los negocios del Grupo.
- h) Cesión a personas o sociedades no controladas por el Grupo de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.
- i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.
- j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol.

Salvo que al adoptar el correspondiente acuerdo se apruebe un régimen distinto, se considerará que una inversión u operación no precisa de una aprobación adicional cuando en su ejecución se produzca una desviación no superior al 10% o a 30 millones de euros sobre el importe autorizado por el Consejo de Administración o, en su caso, por la Comisión Delegada.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

Sí No

Explicación de las reglas

El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que:

“En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.*
- b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.*
- c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.*
- d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.*
- e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.”*

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que *“El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el*

orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.”

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí No

En su caso, describa las diferencias.

Descripción de las diferencias
<p>La modificación de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculadas requiere el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.</p> <p>Por su parte, se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para autorizar a los Consejeros a la prestación de servicios de asesoramiento o representación a empresas competidoras de la Sociedad, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.</p> <p>Asimismo se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses en el marco de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación de candidatos o Consejeros.</p> <p>Por último se requiere también el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para la autorización de operaciones vinculadas de la Sociedad con Consejeros, accionistas significativos representados en el Consejo o personas vinculadas a ellos cuyo importe sea superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General, tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad, impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad o, se dirijan a establecer alianzas estratégicas y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. Todo ello siempre que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad, que tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones haya emitido un informe favorable y que razones de oportunidad aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General para obtener la autorización.</p>

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del Consejo de Administración.

Sí No

Descripción de los requisitos

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí No

Materias en la que existe voto de calidad
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí No

Edad límite Presidente

Edad límite consejero delegado

Edad límite consejero

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí No

Número máximo de ejercicios de mandato	

C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido obligatoriedad de delegar en un consejero de la misma tipología. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada,

a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su Presidente. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de reuniones del Consejo	11
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la Comisión ejecutiva o delegada	7
Número de reuniones del Comité de auditoría	8
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos y retribuciones	5

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Asistencias de los consejeros	10
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	99,42%

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al Consejo para su aprobación:

Sí No

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y de Desarrollo Corporativo

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de

auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.
- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.
- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.
- Requerir periódicamente del Auditor Externo y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno del Grupo.
- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el

patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

C.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí No

C.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese
De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros.
Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

	Sí	No
¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

Sí No

Observaciones
<p>El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados.</p> <p>Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.</p>

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (*La Comisión de Auditoría y Control*) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades

vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol dispone de la Dirección de Relación con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

C.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí No

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí No

Explicación de los desacuerdos

C.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	1.530	758	2.288
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	47,43%	18,99%	31,71%

C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior

presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí No

Explicación de las razones

C.1.39 Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	12	12

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	54,5%	54,5%

C.1.40 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí No

Detalle el procedimiento
<p>El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. - La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad. <p>Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control,</p>

la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

C.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí No

Detalle el procedimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.

Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

C.1.42 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí No

Explique las reglas

De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo

pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.

A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

C.1.43 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí No

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el Consejo de Administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

Sí No

Decisión tomada / actuación realizada	Explicación razonada

C.1.44 Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la

condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios	296
Tipo de beneficiario	Descripción del acuerdo
Directivos: 7 miembros del Comité de Dirección (excluidos Consejeros Ejecutivos) y 287 Directivos	La Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo. Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total.
Consejeros Ejecutivos	Para los Consejeros Ejecutivos, se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la

	fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe sobre Política de Retribuciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2014.
--	---

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	SI
--	----

C.2. Comisiones del Consejo de Administración

C.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración, sus miembros y la proporción de consejeros dominicales e independientes que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Ejecutivo
D. Isidro Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
Pemex Internacional España, S.A.,	Vocal	Dominical
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	22,22%
% de consejeros dominicales	44,44%
% de consejeros independientes	33%
% de otros externos	-

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
--------	-------	-----------

D. Ángel Duráñez Adeva	Presidente	Independiente
Dña. Paulina Beato Blanco	Vocal	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	-
% de consejeros independientes	100%
% de otros externos	-

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Juan María Nin Génova	Vocal	Dominical

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Juan María Nin Génova	Presidente	Dominical
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
Pemex Internacional España, S.A.	Vocal	Dominical

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	60%
% de consejeros independientes	40%

% de otros externos	-
---------------------	---

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:

	Número de Consejeras			
	Ejercicio t Número - %	Ejercicio t-1 Número - %	Ejercicio t-2 Número - %	Ejercicio t-3 Número - %
Comisión Delegada	-	-	-	-
Comisión de Auditoría y Control	1 – 25%	1 – 33,33%	1 – 33,33%	1 – 25%
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	1 – 20%	1 – 20%	1 – 20%	1 – 25%
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	1 – 20%	1 – 16,67%	1 – 16,67%	1 – 16,67%

C.2.3 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No
Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus	X	

recomendaciones		
Asegurar la independencia del auditor externo	X	

C.2.4 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Comisión Delegada

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2013 esta Comisión se ha reunido en 7 ocasiones.

Comisión de Auditoría y Control

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, debiendo ser todos ellos Consejeros Externos Independientes, designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de

riesgos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o, en su caso, en su condición de Consejero Externo Independiente o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejercerá por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política, los objetivos y las directrices de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, y actuará como Secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2013 se ha reunido en 8 ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada

sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos Independientes.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2013 se ha reunido en 5 ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada

sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de tres Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos o no Ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2013 se ha reunido en 1 ocasión.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

C.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2013.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha elaborado un Informe voluntario sobre la política de retribuciones del Consejo de Administración de Repsol correspondiente al ejercicio 2013.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C.2.6 Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí No

En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPUO

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo:

Órgano competente para aprobar las operaciones vinculadas
<p>La Junta General es el órgano encargado de autorizar, conforme al procedimiento y requisitos recogidos en el cuadro siguiente, las operaciones vinculadas con Consejeros, accionistas significativos o personas a ellos vinculadas, que: (i) sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas.</p> <p>El resto de operaciones vinculadas deberán ser autorizadas por el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, salvo que se cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none">i. que las operación se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen habitualmente a los clientes que contraten el tipo de producto o servicio de que se trate;ii. que se realice a precios o tarifas establecidas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio de que se trate o, cuando las operaciones se refieran a bienes o servicios en los que no existan tarifas establecidas, en condiciones habituales de mercado, semejantes a las aplicadas en relaciones comerciales mantenidas con clientes de similares características; yiii. que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la Sociedad. <p>Tampoco será necesaria la autorización del Consejo de Administración en el caso de operaciones que, perteneciendo al giro o tráfico ordinario de la Compañía, se efectúen en condiciones normales de mercado y sean de escasa relevancia.</p>

Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales, las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas (i) que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones:

- a) que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad;
- b) que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y
- c) que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital presente y representado en la Junta General. No obstante, cuando concurren razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones al que se refiere la letra (b) anterior resulte favorable a la operación, y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incurso en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de

Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.

Explique si se ha delegado la aprobación de operaciones con partes vinculadas, indicando, en su caso, el órgano o personas en quien se ha delegado.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo de Administración podrán ser excepcionalmente autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Arrendamientos	1.581
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	3.236
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	7.125
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	(9)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	(5.069)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	(17.258)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	(245)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	246
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales prestados	2.324
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales recibidos	12.847
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos adquiridos	(2)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	149.973
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO	Comercial	Gastos financieros	29.544

	REPSOL			
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Arrendamientos	(1.009)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	2.998
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros gastos	26.066
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	(12.641)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	(605)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	1.440
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	(241)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos.	3.150
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos.	211.763
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	612.614
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales prestados	33.056
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales recibidos	41.292
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos/garantías cancelados	951
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	210.390
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras operaciones	1.124.490
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	3.794.962
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros gastos	541
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	(188)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	(21.242)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	(29.821)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	(4.805)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y Avales prestados	92.435
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos adquiridos	1.022

PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos/Garantías cancelados	9
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	30.919
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras operaciones	39.924

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la parte vinculada	Vínculo	Naturaleza de la operación	Importe (miles de euros)
Directivos de la Compañía	Grupo Repsol	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	186

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal::

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe (miles de euros)
Repsol Exploración Liberia, B.V. (sucursal)	Prestaciones de servicios de Tecnología	25
Repsol International Capital, Ltd.	Garantías y avales prestados	183.618
Oleoducto De Crudos Pesados, Ltd.	Garantías y avales prestados	22.332

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

D.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración.

En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."

Por último, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, ha sido revisada y actualizada con fecha 19 de diciembre de 2012 y dispone en su apartado 3.6 lo siguiente:

"Los conflictos de intereses aparecen cuando los intereses personales de los empleados, de forma directa o indirecta, son contrarios o entran en colisión con los intereses de la Compañía, interfieren en el cumplimiento recto de sus deberes y responsabilidades profesionales o les involucran a título personal en alguna transacción u operación económica de la Compañía.

Repsol reconoce y respeta la participación de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y éticas y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol.

Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la Compañía, se abstendrán de representar a la misma e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, ellos mismos o personas vinculadas a ellos, tuvieran interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol. A estos efectos, tendrán la consideración de personas vinculadas, el cónyuge o las personas con análoga relación de afectividad, los ascendientes, descendientes y hermanos del propio empleado y de su cónyuge, los cónyuges de los ascendientes, descendientes y hermanos del empleado y las sociedades controladas, directa o indirectamente por el empleado o por una persona interpuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos y las personas vinculadas por una relación laboral a Repsol no podrán realizar, por cuenta propia o ajena, tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o de empresas que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente con las de Repsol o que puedan llegar a hacerlo.

Ante una situación de posible conflicto de intereses los empleados de Repsol observarán los siguientes principios generales de actuación:

a) Comunicación: informarán por escrito a los superiores jerárquicos sobre los conflictos de interés en que estén incurso, previamente a la realización de la operación o conclusión del

negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.

b) Abstención: se abstendrán de intervenir o influir, directa o indirectamente, en la toma de decisiones que puedan afectar a las entidades de Repsol con las que exista conflicto de interés, de participar en las reuniones en que dichas decisiones se planteen y de acceder a información confidencial que afecte a dicho conflicto.

c) Independencia: actuarán en todo momento con profesionalidad, con lealtad a Repsol y sus accionistas e independientemente de intereses propios o de terceros. En consecuencia, se abstendrán en todo caso de primar sus propios intereses o de terceros a expensas de los de Repsol.”

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Sí No

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés entre la filial cotizada y la demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad.

El Grupo Repsol desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todas las fases de la cadena de valor del negocio del petróleo y del gas.

Por ello, las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos de largo plazo (estratégicos), de corto y medio plazo (operacionales) y financieros. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación del Grupo, afectando a la consecución de sus objetivos.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesto el grupo. La gestión de riesgos constituye un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

En los últimos años la gestión de riesgos en Repsol ha recibido un gran impulso por parte de unidades especializadas (como los de seguridad, medio ambiente, financieros, entre otros).

En este contexto, Repsol ha asumido el compromiso de acelerar su avance hacia un modelo de gestión integrada de riesgos (ERM, Enterprise Risk Management) con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar en la medida de lo posible los riesgos a los que el Grupo está expuesto, con visión de conjunto. Para ello, se constituyó a principios de 2013 la Dirección de Riesgos dentro de la Dirección General de Estrategia y Control. Esta unidad tiene la misión de coordinar y mejorar la gestión de riesgos existente, dándole un enfoque más integrado, a través de la implantación del Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR).

El SGIR está alineado con estándares internacionales de referencia en materia de gestión de riesgos: ISO 31000 y COSO ERM⁽¹⁾, en cuanto al uso de una metodología efectiva para el análisis y gestión integrada del riesgo en las organizaciones, y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa⁽²⁾, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos.

Una gestión más integrada de los riesgos ha de permitir a la Compañía lograr una visión más completa de los mismos en todas sus actividades, así como de sus interacciones y de las estrategias para su mitigación, además de posibilitar un uso más eficiente de los recursos destinados a ella.

A lo largo de 2013, el Consejo de Administración de Repsol ha aprobado una nueva Política de Gestión de Riesgos. Esta Política establece el compromiso en materia de gestión integrada de riesgos que contribuyen al despliegue de la Visión y los Valores de la Compañía, sobre los siguientes principios:

- Liderazgo de la Dirección
- Integración en los procesos de gestión
- Responsabilidad diferenciada
- Globalidad y armonización de la gestión
- Mejora continua

⁽¹⁾Modelo Enterprise Risk Management – Integrated Framework definido por COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*)

⁽²⁾Recomendado por FERMA (Federación Europea de Asociaciones de Gestión de Riesgos) y ECIA (Confederación Europea de Institutos de Auditores Internos).

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la competencia de aprobar la política de gestión de riesgos.

Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comité de Dirección

El Comité de Dirección aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigilará su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

El Sistema de Gestión de Riesgos Integrado de Repsol está alineado con el Modelo de las Tres Líneas de Defensa, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos. En este sentido, Repsol está organizado de la siguiente manera:

Unidades Gestoras de Riesgos (1ª Línea de Defensa): Estas unidades son responsables de la gestión directa del riesgo en la operativa diaria, lo que engloba las tareas de identificación, análisis, evaluación y tratamiento de los riesgos.

Unidades Supervisoras de Riesgos (2ª Línea de Defensa): Como unidades con función de gobierno especializadas en la gestión de ciertos tipos de riesgos, tienen la misión de facilitar y supervisar la implantación de prácticas de gestión de riesgos efectivas en las Unidades Gestoras y proporcionar asesoramiento para la mejora continua de la gestión de riesgos.

Dirección de Riesgos: La Dirección de Riesgos ejerce el gobierno de la función de gestión integrada de riesgos y asegura que ésta sea global, homogénea, exhaustiva e influya eficazmente sobre los procesos de toma de decisión.

Unidades de Auditoría de Riesgos (3ª Línea de Defensa): Estas unidades tienen la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

E.3 Señale los principales riesgos que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

Las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos estratégicos, operacionales y financieros. Los principales riesgos a los que se enfrenta el Grupo Repsol son:

Riesgos Estratégicos y Operacionales:

- Incertidumbre en el contexto económico actual
- Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol
- Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol
- Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos
- Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas
- Localización de las reservas
- Estimaciones de reservas de petróleo y gas
- Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas
- Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia
- La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente
- Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado
- Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica
- La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo
- El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones
- Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Riesgos Financieros:

- Riesgo de Liquidez
- Riesgo de Crédito
- Riesgo de Mercado:
 - Riesgo de fluctuación del tipo de cambio
 - Riesgo de precio de materias primas (commodities)
 - Riesgo de tipo de interés
 - Riesgo de la calificación crediticia

Para más información: Capítulo 2: Nuestra Compañía, 2.6. Gestión del Riesgo (apartado 2.6.2. Factores de riesgo) del Informe de Gestión Consolidado 2013 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipología de riesgo se puede expresar sobre la base de un indicador numérico (p.ej para los riesgos de mercado, crédito, etc) o bien como una directriz de gestión que establece obligaciones o limitaciones sobre actividades o comportamientos (p.ej, en riesgos operacionales).

Repsol dispone de un proceso de evaluación de riesgos basado en una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos por parte de todas las áreas responsables. La valoración se realiza en base a escalas comunes de impacto y probabilidad.

Las escalas de impacto utilizadas durante 2013 han contemplado las siguientes dimensiones: Económica u Operacional, Fiabilidad información financiera y cumplimiento de leyes y normas, Reputación o Imagen Corporativa, Salvaguarda de activos y recursos, y Personas.

Como resultado se obtiene un mapa de riesgos corporativo que se presenta periódicamente al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración.

E.5 Indique qué riesgos se han materializado durante el ejercicio.

Con fecha 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. ha aprobado un acuerdo con el Gobierno de la República Argentina acerca de la compensación por la expropiación de acciones representativas del 51% del patrimonio de YPF, S.A. y de YPF Gas, S.A., que fueron expropiadas al Grupo Repsol por parte del Estado argentino en el ejercicio 2012. Este acuerdo supone el reconocimiento de una deuda por parte del Gobierno de la República Argentina a Repsol por importe de 5.000 MUSD (3.600 millones de euros, aproximadamente). Al cierre del ejercicio 2013, tomando en consideración las expectativas de alcanzar un acuerdo sobre la compensación a percibir por las acciones expropiadas, se ha ajustado el valor recuperable de YPF a 5.000 MUSD, lo que ha tenido un impacto neto en la cuenta de resultados de -1.279 millones de euros, que aparecen reflejados en el epígrafe de resultados de operaciones interrumpidas.

Adicionalmente, durante el ejercicio se han materializado riesgos propios de la actividad de la Sociedad, habiendo funcionado correctamente los sistemas de control establecidos por la Compañía, lo que ha permitido gestionar tales riesgos de forma adecuada.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad.

Repsol dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar de forma razonable los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en lo posible.

Los planes de respuesta se adaptan a las particularidades de cada riesgo. Entre las principales medidas adoptadas por la Compañía se encuentran, las siguientes:

- Establecimiento de objetivos, líneas estratégicas y de normativa interna (política, normas, procedimientos, manuales y guías)
- Análisis y mediciones de diferentes variables asociadas principalmente a riesgos financieros (VaR, CFaR), así como la realización de análisis de sensibilidad a factores de riesgo.
- Definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y cumplimiento: Sistema de Control Interno de Información Financiera del Grupo Repsol, Programa de Cumplimiento Normativo de las obligaciones legales formales de las personas jurídicas pertenecientes al Grupo Repsol con las Entidades; Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo.
- Contratación de coberturas de seguro.

Además, la Compañía cuenta con diversas unidades de análisis, supervisión y control independiente y de respuesta, especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos, tales como:

- Gestión y Control de Riesgos Financieros
- Seguridad y Medio Ambiente
- Seguridad Corporativa
- Responsabilidad Corporativa
- Riesgos y Continuidad de Sistemas de Información
- Reporting y Control de Riesgos Fiscales
- Control de Reservas
- Seguros

Por último, la compañía dispone de una Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de verificar que los riesgos potenciales (estratégicos, operacionales y financieros) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol, se encuentren razonablemente identificados, medidos y controlados. Además, el Grupo también dispone de otras dos unidades de auditoría especializadas: de Seguridad y Medio Ambiente, y de Reservas.



SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

F.1 Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente. El Consejo es el máximo órgano encargado de la supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera del Grupo Repsol.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, la elaboración de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Sociedad en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los auditores de ésta , respetando siempre la independencia de los mismos.

Conforme a lo previsto en el artículo 31 de los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol está integrado, a 31 de diciembre de 2013, por dieciséis miembros, de los cuales dos tienen la condición de Consejeros Ejecutivos, seis de Consejeros Externos Dominicales y los ocho restantes son Consejeros Externos Independientes.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno diferentes Comisiones, como la Comisión de Auditoría y Control de Repsol que tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables.

El Consejo designa los miembros de esta Comisión para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero Externo Independiente o cuando así lo acuerde el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejerce por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

De acuerdo con el citado Reglamento, entre las funciones que le corresponden a la Comisión de Auditoría y Control relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera, se encuentran las siguientes:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, así como su integridad, el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.
- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría Interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de aquellas situaciones que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.
- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la Alta Dirección del Grupo, en especial de su Dirección General Económico Financiera y Desarrollo Corporativo , así como con la opinión o recomendaciones del Auditor de Cuentas.
- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente Ejecutivo y por el Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.
- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.
- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.
- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

Asimismo, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo en relación con los sistemas de información y control interno, le corresponde a la Comisión de Auditoría y Control, entre otras funciones, la de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- **Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.**

La normativa interna atribuye a la Dirección General de Personas y Organización las funciones y responsabilidades asociadas a la propuesta, estudio, aprobación, difusión e implantación de las estructuras y dimensionamientos organizativos en la compañía.

Conforme a lo previsto en dicha normativa, la estructura organizativa establece el nivel jerárquico y funcional para el desarrollo normal de las diferentes áreas de actividad del Grupo y determina los niveles de responsabilidad, decisión y las funciones de cada una de las unidades organizativas.

La Dirección General de Personas y Organización es responsable de validar y aprobar la estructura y dimensionamiento definidos, según los niveles

establecidos en la normativa interna. La estructura organizativa se representa en un organigrama.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido.

- **Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.**

Además de los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, el Reglamento del Comité Interno de Transparencia y otra normativa interna, el Grupo dispone también de una “Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol”, aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, que es de aplicación a todos los empleados del Grupo, incluyéndose dentro de este concepto a todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, S.A. y de las empresas de su grupo de sociedades, independientemente del tipo de contrato que determine su relación laboral, de la posición que ocupen y del lugar donde desempeñen su trabajo, así como a todas aquellas personas que hubieran sido transferidas de forma temporal a Repsol para prestar servicios profesionales (*secondtees*). En dicha norma se desarrollan los valores del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia, fiabilidad de la información y control de registros así como el tratamiento de la información reservada y confidencial, recogiendo obligaciones específicas en materia de registro de operaciones y elaboración de la información financiera.

Con carácter general, las nuevas incorporaciones al Grupo son informadas sobre la existencia de la Norma de Ética y Conducta, se pone la misma a su disposición y firman un compromiso de cumplir con ella. Asimismo, se realizan, entre los empleados, acciones de comunicación y cursos formativos sobre la Norma de Ética y Conducta con el fin de reforzar el conocimiento de la misma.

La Compañía cuenta asimismo con un Manual de Bienvenida, en proceso de implantación progresiva, que reciben las personas que se incorporan a la misma y en el que se indican las normas básicas que todos los empleados deben conocer y respetar desde el primer momento de su incorporación, independientemente del área o negocio en que estén trabajando o vayan a trabajar, incluyendo un acceso directo a cada una de ellas. La primera de dichas normas es la Norma de Ética y Conducta.

Adicionalmente, los directivos de la Compañía aceptan el cumplimiento del Estatuto del Personal Directivo, como anexo a su contrato. Dicho estatuto hace referencia a los principios en los que se debe basar su actuación profesional, así como a los valores y normativa de la Compañía.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Se encuentra accesible tanto para los empleados del Grupo como para terceros, a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

El Grupo cuenta asimismo con una “Política Anticorrupción” que recoge el compromiso y los principios que deben guiar la actuación de Repsol y de todos sus empleados con respecto a la lucha contra la corrupción. Esta Política se encuentra desarrollada en la “Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol”.

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un “Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores”, aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la organización la difusión y el cumplimiento de sus preceptos. A estos efectos, conforme a lo previsto en dicho Reglamento, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control la supervisión de las obligaciones establecidas en el mismo y el incumplimiento de sus disposiciones tendrá la consideración de falta laboral, cuya gravedad se determinará en el procedimiento que se siga conforme a las disposiciones vigentes. Ello sin perjuicio de la infracción que pudiera derivarse por

contravenir la normativa del mercado de valores y de la responsabilidad civil o penal que fuera exigible al infractor.

- **Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.**

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene un canal específico a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

- **Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.**

La formación en Repsol está orientada a desarrollar las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo de las funciones encomendadas, complementadas con otras que propician y apoyan la progresión profesional de las personas. Se sustenta sobre iniciativas dirigidas a estructurar el conocimiento, desarrollar las habilidades y fomentar el compromiso de las personas de la Organización con los planes, la cultura y los valores de compañía a lo largo de toda la carrera profesional.

Para ello, la Compañía dispone de un amplio catálogo de actividades formativas que abarcan desde temas técnicos, que se organizan específicamente para determinados colectivos, a otras de carácter transversal, de tipo gerencial, de concienciación en Seguridad, etc.

A través de la colaboración entre el Centro Superior de Formación de Repsol y cada una de las unidades del Grupo, Repsol vela por asegurar la adquisición y actualización de conocimientos fundamentales para el desempeño de la función Económico Administrativa, Gestión de riesgo y Auditoría y Control Interno. Para ello, se elabora un planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a largo plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no sólo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de asistencia y de la calidad de la formación impartida a cada empleado.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con formaciones diseñadas e impartidas por personal propio con experiencia y referentes en su ámbito, como la contratación de firmas de prestigio seleccionadas bajo criterios de calidad y especialización, además de otros recursos como conferencias, charlas, foros, talleres y bibliotecas virtuales.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- **Si el proceso existe y está documentado.**
- **Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.**
- **La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.**
- **Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.**
- **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

El Grupo dispone de un modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo y la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que establece los modelos de informe anual de gobierno corporativo de las sociedades anónimas cotizadas.

El modelo está desarrollado a partir del marco metodológico de COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) recogido en su informe Internal Control-Integrated Framework (1992), cuyo objetivo es contribuir a que las transacciones realizadas se registren fielmente, de conformidad con el marco contable correspondiente, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto significativo en la información contenida en las cuentas anuales consolidadas. Este modelo de control interno sobre la información financiera se encuentra articulado a través de un proceso integrado que consta de cinco componentes:

1. La existencia de un adecuado **entorno de control**.

2. La identificación, análisis y **evaluación de riesgos**
3. La definición e implantación de **actividades de control** que mitiguen los riesgos identificados.
4. La **información y comunicación**, que permita conocer y asumir las distintas responsabilidades en materia de control.
5. La **supervisión del funcionamiento del sistema**, con objeto de evaluar su diseño, la calidad de su rendimiento, su adaptación, implantación y efectividad.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la existencia y ocurrencia de las operaciones, derechos y obligaciones, la integridad, valoración y presentación de los mismos, así como a su desglose y comparabilidad, y por tanto que pudieran generar un impacto significativo en la fiabilidad de la información financiera, se lleva a cabo mediante la elaboración de un inventario de riesgos de reporte financiero clasificados en las siguientes categorías:

- Definición del entorno general de control.
- Seguimiento de cambios regulatorios.
- Realización de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Identificación y registro de transacciones de negocio.
- Elaboración de estados financieros consolidados.
- Reporte de la información financiera.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, tanto individuales como consolidados, así como aquellos otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar en la información financiera.

Cada una de las categorías de riesgo antes mencionadas, está a su vez integrada por uno o varios riesgos específicos, los cuales se asocian a los correspondientes epígrafes de los estados financieros, a los respectivos procesos y a las diferentes sociedades del Grupo alcanzadas en el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera. En este sentido, tal y como se recoge en el apartado F.3.1, se dispone de un proceso que permite la identificación, determinación y actualización periódica trimestral del inventario de sociedades que integran el Grupo Repsol, a partir del cual se determina el perímetro de consolidación.

Para todos y cada uno de estos riesgos también se analiza de forma específica el factor de fraude de reporte financiero por tratarse de un elemento relevante en el diseño, implantación y evaluación del modelo de control interno. Dicho análisis se desarrolla teniendo en cuenta, principalmente, las referencias que, en relación a la

consideración del factor del fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO, (“Assesses Fraud Risk” Principle 8) y en el marco de la AICPA (*American Institute of Certified Public Accountants*) en su documento “*Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit*”, Section 316 (Standard Auditing Statement 99).

Por último, para todos y cada uno de los riesgos de reporte financiero, se establece cuál es la valoración del impacto que el mismo podría causar así como su probabilidad de ocurrencia. Como resultado de ambas magnitudes se determina la severidad de cada uno de los riesgos.

El inventario de riesgos se revisa con periodicidad anual de conformidad con el proceso de gestión integrada de riesgos del Grupo Repsol tal y como se indica en el apartado E.1. del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

El Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) está totalmente integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 en relación a los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración y la Comisión de Auditoría y Control, seguidamente se detallan aquellos otros, que en esta materia son desempeñados por otros órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo:

Presidente Ejecutivo y Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

Al cierre del ejercicio, todos los dueños de los controles que integran el SCIIF, emiten un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una certificación anual, que a través de un proceso ascendente a lo largo de la estructura organizativa, concluye con la certificación del Presidente Ejecutivo y del Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente la situación financiera así como el resultado de las operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene asignadas, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (i) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (ii) dicha información es recopilada y comunicada a la Alta Dirección, incluyendo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.
- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por los responsables de las unidades encargadas de las funciones económico y fiscal, servicios jurídicos, comunicación, estrategia, auditoría y control, relaciones con inversores, gobierno corporativo, control de reservas, planificación y control de gestión, personas y organización y de los negocios.

Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles”:

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles” son las responsables de asegurar el adecuado diseño y vigencia de los procesos, así como la vigencia, ejecución y adecuado funcionamiento de los controles, asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

- La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero correspondiente y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, como resultado del proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.
- La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, del asesoramiento de carácter tributario, del seguimiento, de la evaluación e implantación de los cambios normativos, de la identificación, control, seguimiento y evaluación de los riesgos fiscales, de la gestión de conflictos y controversias de naturaleza fiscal y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.
- La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.
- La Unidad que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio, garantizando la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito.
- La Unidad que define el Plan Anual de Formación, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo y establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo.
- La Unidad que asegura que las estimaciones de las reservas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.
- Las Unidades responsables de la función jurídica en el Grupo que proporcionan el asesoramiento en derecho y la dirección y defensa legal de ésta en toda clase de procesos o asuntos contenciosos, proporcionando soporte jurídico a las actuaciones, derechos y expectativas del Grupo, con la finalidad de dotarlos de eficacia y seguridad jurídica, y de minimizar posibles riesgos legales.

Actividades y Controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Normativa interna corporativa.
- Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.
- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.
- Flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF.
- Inventario de controles identificados en los distintos procesos.
- Resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles.
- Certificaciones de la vigencia y efectividad emitidas para cada ejercicio.

A partir del inventario de riesgos establecido se procede al diseño e implantación de actividades de control, relacionadas con las políticas y procedimientos existentes, que tienen por objeto mitigar los riesgos identificados y que están orientadas a la prevención y detección de errores y situaciones de fraude.

Para ello, una vez realizada la identificación y posterior inventario de los riesgos de reporte financiero se establece el modelo de alcances del sistema de control interno sobre la información financiera, con objeto de determinar los epígrafes de los estados financieros afectados, así como las sociedades y procesos relevantes alcanzados. Este proceso se realiza teniendo en cuenta tanto criterios de índole cualitativa como cuantitativa.

Para la identificación, determinación y actualización del perímetro de consolidación para la elaboración de los estados financieros consolidados, existe un proceso, en el que se han definido los correspondientes controles para la identificación y seguimiento de los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo, que establece las sociedades que integran el perímetro de consolidación y define los criterios contables para su adecuada clasificación, registro y presentación, velando por la integridad, fiabilidad y validez de la información financiera.

En la determinación de las sociedades alcanzadas en el SCIIF del Grupo se tienen en cuenta aquellas en las que se ejerce, directa o indirectamente el control, entendido como la capacidad de dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de las actividades. Por tanto no se incluyen en el modelo los controles sobre los procesos relevantes de aquellas sociedades en las que existe **control conjunto**, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control, y por lo tanto no se tiene la facultad exclusiva de implantar un sistema de control propio, de modificar los controles que pudiesen existir en dichas sociedades, ni de evaluar la efectividad de los mismos. Sí se incluyen, no obstante, aquellos controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por las sociedades de control conjunto para su incorporación a los estados financieros consolidados.

La relación de sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el Grupo participa a 31 de diciembre de 2013, así como su aportación a las principales magnitudes consolidadas se detalla en la nota 24 “Negocios conjuntos” de las Cuentas Anuales consolidadas.

A continuación se desglosan los importes agregados del Balance de situación y de la cuenta de pérdidas y ganancias aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013:

	31 de diciembre de 2013 (millones de euros)	
	<u>Entidades</u>	
	de control	
	<u>conjunto</u>	<u>Total Grupo</u>
Activo corriente	7.738	22.504
Activo no corriente	15.352	42.582
Pasivo corriente	4.149	14.819
Pasivo no corriente	8.372	22.347
Ingresos de explotación	9.783	56.298
Gastos de explotación	(8.166)	(53.727)
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones	808	879

El modelo del SCIIF está estructurado en ciclos y éstos se definen como el conjunto de flujos de transacciones para los que se sistematiza y documenta su operativa. Se identifican ciclos transaccionales de negocio para cada una de las sociedades relevantes y ciclos transversales que operan de forma idéntica para todas las sociedades alcanzadas. El conjunto de todos estos ciclos cubre la totalidad de los procesos establecidos para la elaboración, revisión y posterior divulgación de la información financiera del Grupo. Cada ciclo se compone a su vez de procesos a los que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de objetivos de control con el propósito de mitigar los riesgos asociados a los errores potenciales relacionados con la identificación, registro, valoración, presentación y desglose de las transacciones en el proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles que cubrirán los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Controles implementados a nivel de ciclo, proceso y sociedad, establecidos para garantizar la consecución de los objetivos de control de cada proceso.
- Controles implementados a nivel global para todo el Grupo, entre los que se encuentran aquellos controles que apuntan a los riesgos relacionados con el entorno de control de la entidad, los sistemas de información y otros procesos

que operan a nivel transversal para todas las sociedades gestionadas por el Grupo.

El proceso de elaboración de la información financiera requiere realizar suposiciones y estimaciones que pueden afectar al importe de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los gastos e ingresos reconocidos. Estas estimaciones pueden verse afectadas, entre otras causas, por cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera, en concreto las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas, las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y la valoración de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

La Alta Dirección del Grupo de forma regular es informada de cualquier asunto ocurrido que afecte a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo. Asimismo periódicamente monitoriza las principales variables de entorno que tienen o pueden tener un impacto, directo o a través de estimaciones y valoraciones, en la cuantificación de activos, pasivos, ingresos o gastos del Grupo.

F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

El Grupo Repsol dispone de un cuerpo normativo específico en su área de Sistemas de Información, basado en el estándar internacional ISO 27001, mediante el que se establecen los principios generales de actuación para los diferentes procesos de dicha área.

Considerando que los flujos de transacciones del Grupo se realizan fundamentalmente mediante los sistemas de información, se han establecido unos controles generales de ordenador que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones relevantes para el reporte financiero. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos en el cuerpo normativo y son auditados para verificar el adecuado funcionamiento de los controles generales de ordenador.

Estos controles generales de ordenador agrupados en las áreas de: seguridad de acceso, ciclo de vida de desarrollo de sistemas y aseguramiento de las operaciones, permiten garantizar la consecución de diversos objetivos de control dentro de la evaluación de SCIIF ya que presentan las siguientes características:

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones, ya que se encuentran integrados en la lógica de estas, con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.
- Se aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información son completas y precisas, y las salidas correctas.

El alcance de los controles generales de ordenador cubre las aplicaciones alcanzadas y los elementos de infraestructura que dan servicio a dichas aplicaciones (por ej. plataformas técnicas, servidores, bases de datos, centros de proceso de datos, etc.).

El Grupo Repsol ha desarrollado un modelo de segregación de funciones en los sistemas con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de errores (intencionados o no), y en especial el factor del fraude en el proceso de reporte de la información financiera.

Se han definido e implantado matrices de incompatibilidades en las aplicaciones que soportan los procesos relevantes alcanzados por el SCIIF, permitiendo monitorizar de forma continua los conflictos y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecuten de acuerdo a los perfiles definidos

F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

El Grupo Repsol, dentro de los controles generales de ordenador indicados en el apartado F.3.2. anterior, cuenta con un control específico para responder a esta cuestión. Dicho control tiene como finalidad “ampliar” el modelo de control del Grupo a todos aquellos proveedores que tengan subcontratados servicios que traten información incluida en el modelo SCIIF.

De acuerdo con este control el área de Sistemas de Información del Grupo ha de realizar un seguimiento de los servicios contratados a terceros, siguiendo las directrices marcadas en los controles generales de ordenador, y todo ello para garantizar razonablemente que los proveedores del servicio dispongan de un entorno similar al existente en el Grupo Repsol o, en su caso, otro alternativo que

permita cumplir con los estándares internacionales en los que se basan dichos modelos de control.

En relación a los aspectos relativos a la evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes que puedan afectar de modo material a la información financiera, la Unidad de Control de Reservas revisa la valoración sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas dependientes del Grupo, mediante auditorías contratadas a firmas externas. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

El Grupo cuenta con una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los estados financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

En los manuales de criterios contables se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan con periodicidad semestral y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se difunden a toda la organización a través de la red interna de comunicación.

F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y

parametrización centralizados que, junto con los manuales de criterios contables, permiten asegurar la integridad y homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de las cuentas anuales. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales de ordenador definidos para los sistemas de información. (Ver apartado F.3.2)

F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:

F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación así como la integridad de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables, así como de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

La Comisión de Auditoría y Control analiza y aprueba, en su caso, la planificación anual de auditoría interna, así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de las actividades del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, y asegurar que permiten la identificación, gestión y /o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional del Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control depende de la Comisión de Auditoría y Control y ejerce la función de auditoría y control conforme a estándares internacionales alineados con las mejores prácticas del mercado, así como a los requerimientos de los diferentes marcos regulatorios que resultan de aplicación en los países donde el Grupo Repsol realiza negocios y actividades. Con el fin de asegurar la calidad en el ejercicio de la función, dispone de un "Plan de Aseguramiento y

mejora de la calidad”, que se evalúa periódicamente, y de cuyos resultados es informada la Comisión de Auditoría y Control.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control es la encargada de evaluar la razonabilidad y suficiencia del diseño y del funcionamiento de los Sistemas de Control Interno y Gestión de Riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando los siguientes objetivos de control:

- Que los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente.
- Que las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.
- Que las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes, regulaciones y contratos aplicables, así como con las políticas, normas o procedimientos vigentes.
- Que los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.
- Que la información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora y reporta de forma adecuada.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control apoya la labor de supervisión sobre el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) realizada por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas, siendo esta Dirección un apoyo para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control comunica a los dueños de los controles cualquier debilidad o incidencia detectada en el proceso de actualización y evaluación del SCIIF.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia, a la Comisión de Auditoría y Control y al Consejo de Administración sobre los resultados de la evaluación del SCIIF así como de las deficiencias detectadas en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2013, no habiéndose detectado deficiencias significativas, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO.

F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría

interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control como ha quedado reflejado en el punto F.5.1, informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas.

La Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

F.6 Otra información relevante

--

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

F.7.1. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2013.

G**GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO**

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

- 1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

Ver epígrafes: A.10, B.1, B.2, C.1.23 y C.1.24

Cumple Explique

- 2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:**

- a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;
- b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: D.4 y D.7

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

- 3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:**

- a) La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante “filialización” o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;
- b) La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;
- c) Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.

Ver epígrafe: B.6

Cumple Cumple parcialmente Explique

- 4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida**

la información a que se refiere la recomendación 27, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple Explique

5. Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

- a) Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;
- b) En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.

Cumple Cumple parcialmente Explique

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Cumple Explique

7. Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple Cumple parcialmente Explique

8. Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

- a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:
- i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;
- ii) La política de inversiones y financiación;
- iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;

- iv) La política de gobierno corporativo;
- v) La política de responsabilidad social corporativa;
- vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;
- vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.
- viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: C.1.14, C.1.16 y E.2

b) Las siguientes decisiones:

- i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.
- ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.
- iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.
- iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;
- v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados (“operaciones vinculadas”).

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: D.1 y D.6

Cumple Cumple parcialmente Explique

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.
- b.i) El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de “blindaje” para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: C.1.2

Cumple Explique

La Junta General ha considerado conveniente para la compañía, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista.

A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 31 de mayo de 2013, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

- 10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.**

Ver epígrafes: A.3 y C.1.3

Cumple Cumple parcialmente Explique

- 11. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.**

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: A.2 , A.3 y C.1.3

Cumple Explique

- 12. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.**

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple Explique

- 13. Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.**

Ver epígrafes: C.1.3 y C.1.8

Cumple Cumple parcialmente Explique

14. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

- a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;
- b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.4, C.1.5, C.1.6, C.2.2 y C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

15. Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.

Ver epígrafe: C.1.19 y C.1.41

Cumple Cumple parcialmente Explique

16. Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.

Ver epígrafe: C.1.22

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

17. Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:

- a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;
- b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;
- c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

Ver epígrafe: C.1.34

Cumple Cumple parcialmente Explique

18. Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Ver epígrafe: C.1.29

Cumple Cumple parcialmente Explique

19. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Ver epígrafes: C.1.28, C.1.29 y C.1.30

Cumple Cumple parcialmente Explique

20. Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

21. Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;

b) Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;

c) El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafe: C.1.19 y C.1.20

Cumple Cumple parcialmente Explique

22. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.

Ver epígrafe: C.1.41

Cumple Explique

- 23. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.**

Ver epígrafe: C.1.40

Cumple Explique

- 24. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.**

Cumple Cumple parcialmente Explique

- 25. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:**

- a) **Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;**
- b) **Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.**

Ver epígrafes: C.1.12, C.1.13 y C.1.17

Cumple Cumple parcialmente Explique

- 26. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:**

- a) **A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.**
- b) **Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.**

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple Cumple parcialmente Explique

- 27. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:**

- a) **Perfil profesional y biográfico;**

- b) Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple Cumple parcialmente Explique

28. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: : A.2, A.3 y C.1.2

Cumple Cumple parcialmente Explique

29. Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECC/461/2013.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 11.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.9, C.1.19 y C.1.27

Cumple Explique

30. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la

vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.1.42 y C.1.43

Cumple Cumple parcialmente Explique

31. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.

Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

32. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: C.1.9

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

33. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Cumple Explique

34. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple Explique

35. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple Explique No aplicable

36. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple Explique No aplicable

37. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.6

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

38. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple Explique No aplicable

39. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos Comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

- a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;
- b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.
- c) Que sus Presidentes sean consejeros independientes.

- d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique

40. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple Explique

41. Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple Explique

42. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Ver epígrafe: C.2.3

Cumple Explique

43. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple Cumple parcialmente Explique

44. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

- a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;
- b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;
- c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;
- d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de

balance.

Ver epígrafe: E

Cumple Cumple parcialmente Explique

45. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) Que los principales riesgos identificados como consecuencia de la supervisión de la eficacia del control interno de la sociedad y la auditoría interna, en su caso, se gestionen y den a conocer adecuadamente.
- b) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.
- c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

- a) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.
- b) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:
 - i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.
 - ii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

Ver epígrafes: C.1.36, C.2.3, C.2.4 y E.2

Cumple Cumple parcialmente Explique

46. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple Explique

47. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.
- b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.
- c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique

48. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: C.1.38

Cumple Cumple parcialmente Explique

49. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: C.2.1

Cumple Explique No aplicable

50. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.
- b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.
- c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.
- d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la

Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

51. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

52. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

- i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;**
- ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.**
- iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.**

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

53. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple Explique No aplicable

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en

las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.

Se hace constar que los datos contenidos en este informe se refieren al ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2013, salvo en aquellas cuestiones en las que específicamente se señale otra fecha de referencia.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 10 de enero de 2014, la Comisión Delegada del Consejo de Administración, en ejercicio de la delegación de facultades conferida al Consejo de Administración de Repsol, por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2013 bajo el punto séptimo del orden del día y conforme a la sustitución de dichas facultades efectuada por el Consejo de Administración a favor de esta Comisión Delegada en la indicada fecha, ha acordado proceder a completar y declarar cerrada la ejecución del aumento de capital social liberado de Repsol de forma que el capital social actual de la Compañía es de 1.324.516.020 euros, representado por 1.324.516.020 acciones y 1.324.516.020 derechos de voto.

2. Nota sobre el apartado A.2.

Los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2013 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., de PMI Holdings B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,34 % del capital social de la Compañía a fecha 31 de diciembre de 2013.

Por otro lado, se hace constar que de acuerdo con la última información disponible por la Sociedad, la titularidad de acciones y derechos de voto de los accionistas con participaciones significativas ha quedado de la siguiente manera:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
Sacyr , S.A.	0	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	9,23
CaixaBank, S.A.	156.594.317			11,82

Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	82.949.191	6,26
Petróleos Mexicanos	0	Entidades financieras	67.969.767	9,30
		PMI Holdings BV	55.155.370	
		Pemex Internacional España, S.A.	1	

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2013, del 0,11%, ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia la ampliación de capital liberada, parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el registro mercantil el 14 de enero de 2014, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2013. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos de mencionado cálculo, el Grupo recibió la parte proporcional de acciones nuevas, correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera antes de la ampliación.

4. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

5. Nota sobre el apartado C.1.15

El importe total indicado se corresponde, de acuerdo con las instrucciones de este Informe, con el importe declarado como remuneración total devengada según el cuadro c) "Resumen de remuneraciones" del apartado D.1. del Informe de Remuneraciones de los consejeros del Grupo Repsol.

Todos estos conceptos se incluyen individualizados para cada consejero en la Nota 33 de la Memoria consolidada del Grupo.

Por otra parte, los derechos acumulados a 31 de diciembre de 2013 por el Consejero Secretario General D. Luis Suárez de Lezo en materia de previsión asciende a 1.805 miles de euros, habiéndose dotado durante el ejercicio 2013 la cantidad de 203 miles de euros.

En relación con el Presidente Ejecutivo, D. Antonio Brufau, por Acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición del mismo, Repsol dejó

de realizar aportaciones a su sistema de previsión, para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiendo con ello el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido en materia de cobertura de su jubilación. El coste en el que ha incurrido la Compañía hasta el momento de extinción del compromiso correspondiente a 2013, incluyendo los correspondientes ingresos a cuenta, asciende a 494 miles de euros.

No existen otros compromisos por pensión con otros miembros del Consejo de Administración.

6. Nota sobre el apartado C.1.16

En el epígrafe de “Remuneración total alta dirección” se incluye:

- a) Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2013.
- b) La retribución variable anual de los miembros de la Alta Dirección devengada durante 2013 y la plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2010-2013.

Por otra parte, los derechos acumulados para atender las obligaciones contraídas en materia de previsión con los actuales miembros de la Alta Dirección, ascienden a 19.038 miles de euros, de los cuales 1.768 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2013.

7. Nota sobre el apartado D.2

Respecto a los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr, S.A., Petróleos Mexicanos y Caixabank, S.A. se corresponden con el volumen de compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre de 2013 neto de los compromisos de venta.

El dato de arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee a 31 de diciembre de 2013 otras operaciones por 1.124 millones de euros con el grupo “la Caixa”, dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 500 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de interés por 133 millones de euros.

8. Nota sobre el apartado D.4

Para las operaciones con partes vinculadas con entidades del Grupo establecidas en paraísos o territorios considerados como paraíso fiscal, se informa de todas aquellas operaciones que las sociedades del Grupo puedan haber efectuado con dichas sociedades por los importes correspondientes a las sociedades individuales, sin haber considerado eliminaciones de consolidación.

Se han considerado aquellas operaciones con sociedades del Grupo cuyo domicilio fiscal este establecido en alguno de los territorios la lista de paraísos fiscales data de 1991 (RD 1080/1991), excluyendo aquellos que, y de acuerdo a la dicha norma, exista un Convenio firmado para evitar la doble imposición o un Acuerdo para el intercambio de información.

- 2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos. En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso,**

incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.

Repsol se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias desde el 23 de septiembre de 2010, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 25 de febrero de 2014.

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí No

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla, Secretario del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

Certifico: Que los 373 folios que preceden, reproducen fielmente las Cuentas Anuales Consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013, incorporando datos sobre el ejercicio anterior, y el Informe de Gestión Consolidado, en los términos aprobados por el Consejo de Administración el día 25 de febrero de

2014, para su presentación a la Junta General, y se firman seguidamente en el presente folio por los miembros del Consejo de Administración en la fecha de aprobación por el mismo. Los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las Cuentas Anuales Consolidadas, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013, formuladas en su reunión de 25 de febrero de 2014 y elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de Repsol, S.A. y de las empresas comprendidas en la consolidación tomados en su conjunto, y que el Informe de Gestión Consolidado incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición de Repsol, S.A. y de las empresas comprendidas en la consolidación tomadas en su conjunto, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan.

D. Antonio Brufau Niubó <i>Presidente</i>	D. Isidro Fainé Casas <i>Vicepresidente</i>
D. Manuel Manrique Cecilia <i>Vicepresidente</i>	Dña. Paulina Beato Blanco <i>Consejera</i>
D. Artur Carulla Font <i>Consejero</i>	D. Luis Carlos Croissier Batista <i>Consejero</i>
D. Rene Dahan <i>Consejero</i>	D. Ángel Durández Adeva <i>Consejero</i>
D. Javier Echenique Landiribar <i>Consejero</i>	D. Mario Fernández Pelaz <i>Consejero</i>
D. María Isabel Gabarró Miquel <i>Consejera</i>	D. José Manuel Loureda Mantiñán <i>Consejero</i>
D. Juan María Nin Génova <i>Consejero</i>	Pemex Internacional España, S.A. <i>Consejero</i>
D. Henri Philippe Reichstul <i>Consejero</i>	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla <i>Consejero y Secretario</i>

Diligencia que extiende el Secretario del Consejo de Administración para hacer constar que no estampan su firma en este documento D. Juan María Nin Génova, quien asistió a la reunión del Consejo de Administración de 25 de febrero de 2014 mediante videoconferencia, ni D. Isidro Fainé Casas, quien tuvo que ausentarse de la reunión. No obstante, figurará en el acta correspondiente el voto favorable tanto del Sr. Fainé (por delegación) como del Sr. Nin a la aprobación de las Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales y del Informe Financiero Anual correspondiente al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero y Secretario

Repsol, S.A.

Informe de Auditor Referido al
Sistema de Control Interno sobre
la Información Financiera

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol, S.A.:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2013, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (1992).

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, usos o ventas no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a períodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

La Dirección del Grupo Repsol es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

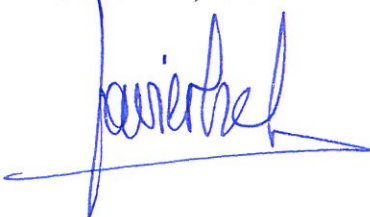
Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2013, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (1992). Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2013 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y demás normativa vigente.

Tal y como se describe en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo adjunta, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo Repsol no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2013, se detalla en el apartado 3.1 de la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo adjunta. En consecuencia, nuestro trabajo no incluyó el examen de la efectividad del sistema de control interno sobre la generación de la información financiera de dichas sociedades incluida en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los Administradores del Repsol, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2014 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.



Javier Ares San Miguel

25 de febrero de 2014

E) INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2014 (*Información no auditada*)

INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (Información no auditada)

A continuación se incluye información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol (*).

Esta información incluye los siguientes desgloses:

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;
- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas realizada de acuerdo con unos criterios normalizados;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del “Financial Accounting Standards Board” (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la “Securities and Exchange Commission” (SEC) de los Estados Unidos de América, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema “Petroleum Reserves Management System” de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

El Grupo ha aplicado a partir del 1 de enero de 2014 la NIIF11 *Acuerdos Conjuntos*, lo que ha supuesto registrar sus participaciones en negocios conjuntos (“joint ventures”) por el método de la participación (ver Nota 2 “Bases de presentación” de las Cuentas Anuales consolidadas 2014).

Según los principios de referencia utilizados para la elaboración de esta información (FASB-Topic 932), se requiere el desglose por separado de la información relativa a las sociedades contabilizadas por el método de la participación. Por ello, la información presentada a continuación se desglosa distinguiendo entre sociedades consolidadas y sociedades participadas, habiéndose re-expresado la información correspondiente a los ejercicios 2012 y 2013.

(*) Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. (antes Repsol YPF Gas, S.A.) titularidad del Grupo Repsol, se produjo la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol (véase Nota 4.1. “Desinversión en YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.”, de las cuentas anuales consolidadas 2014). En los cuadros que se presentan a continuación se ha mantenido la información correspondiente a YPF a 31 de diciembre de 2011.

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados relativos a las actividades de exploración y producción, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Millones de euros								
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2012									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	6.184	462	232	19	679	1.325	2.249	1.218	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.057	15	-	7	189	36	1.516	230	64
	8.241	477	232	26	868	1.361	3.765	1.448	64
Equipos e instalaciones auxiliares	991	172	71	13	-	30	459	246	-
Total costes capitalizados	9.232	649	303	39	868	1.391	4.224	1.694	64
Amortización y provisión acumulada ...	(3.457)	(383)	(144)	(7)	(66)	(878)	(1.186)	(793)	-
Importes netos (1).....	5.775	266	159	32	802	513	3.038	901	64
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	3.256	-	1.318	706	-	1.068	-	-	164
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	981	-	376	48	-	491	-	22	44
	4.237	-	1.694	754	-	1.559	-	22	208
Equipos e instalaciones auxiliares	1.229	-	809	151	-	269	-	-	-
Total costes capitalizados	5.466	-	2.503	905	-	1.828	-	22	208
Amortización y provisión acumulada ...	(2.267)	-	(1.276)	(263)	-	(717)	-	-	(11)
Importes netos (1).....	3.199	-	1.227	642	-	1.111	-	22	197

	Millones de euros								
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2013									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	6.350	342	222	47	786	1.323	2.421	1.209	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.623	25	5	-	154	4	2.090	257	88
	8.973	367	227	47	940	1.327	4.511	1.466	88
Equipos e instalaciones auxiliares	1.049	285	95	10	-	33	386	240	-
Total costes capitalizados	10.022	652	322	57	940	1.360	4.897	1.706	88
Amortización y provisión acumulada ...	(3.852)	(501)	(165)	(12)	(83)	(859)	(1.428)	(804)	-
Importes netos (1).....	6.170	151	157	45	857	501	3.469	902	88
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	3.804	-	1.434	768	-	1.351	-	-	251
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	957	-	348	-	-	512	-	22	75
	4.761	-	1.782	768	-	1.863	-	22	326
Equipos e instalaciones auxiliares	1.300	-	781	246	-	273	-	-	-
Total costes capitalizados	6.061	-	2.563	1.014	-	2.136	-	22	326
Amortización y provisión acumulada ...	(2.489)	-	(1.364)	(290)	-	(796)	-	-	(39)
Importes netos (1).....	3.572	-	1.199	724	-	1.340	-	22	287

Millones de euros

	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A 31 de diciembre de 2014									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	7.500	360	326	61	950	1.433	2.954	1.416	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	3.139	73	22	-	42	48	2.484	391	79
	10.639	433	348	61	992	1.481	5.438	1.807	79
Equipos e instalaciones auxiliares	1.542	290	122	11	-	57	769	293	-
Total costes capitalizados	12.181	723	470	72	992	1.538	6.207	2.100	79
Amortización y provisión acumulada ...	(5.266)	(560)	(222)	(13)	(135)	(934)	(2.413)	(989)	-
Importes netos (1).....	6.915	163	248	59	857	604	3.794	1.111	79
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	5.328	-	1.868	811	-	2.477	-	-	172
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	873	-	395	-	-	403	-	24	51
	6.201	-	2.263	811	-	2.880	-	24	223
Equipos e instalaciones auxiliares	1.699	-	912	670	-	117	-	-	-
Total costes capitalizados	7.900	-	3.175	1.481	-	2.997	-	24	223
Amortización y provisión acumulada ...	(3.348)	-	(1.744)	(374)	-	(1.175)	-	-	(55)
Importes netos (1).....	4.552	-	1.431	1.107	-	1.822	-	24	168

(1) No incluye costes capitalizados asociados a activos mantenidos para la venta en 2014, 2013 y 2012 por importe de 293, 155 y 266 millones de euros, respectivamente.

Costes soportados

Los costes soportados representan importes capitalizados o cargados a gastos durante el año por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración y desarrollo.

Millones de euros										
Al 31 de diciembre de 2012	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Sociedades Consolidadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	309	-	-	-	-	-	199	110	-	-
Costes de exploración	647	80	1	-	97	79	228	119	43	-
Costes de desarrollo	892	96	25	10	115	128	466	52	-	-
TOTAL	1.848	176	26	10	212	207	893	281	43	-
Sociedades Participadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	154	-	-	-	-	-	-	-	154	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	79	-	-	-	-	-	-	-	79	-
Costes de exploración	159	-	-	-	-	147	-	12	-	-
Costes de desarrollo	531	-	160	165	-	199	-	-	7	-
TOTAL	923	-	160	165	-	346	-	12	240	-

Millones de euros										
Al 31 de diciembre de 2013	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia (1)	Australia
Sociedades Consolidadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	28	-	-	-	-	-	28	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	371	-	-	-	-	-	371	-	-	-
Costes de exploración	770	164	6	-	34	52	299	89	104	22
Costes de desarrollo	569	1	4	15	87	124	290	48	-	-
TOTAL	1.738	165	10	15	121	176	988	137	104	22
Sociedades Participadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	29	-	-	-	-	-	-	-	29	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	78	-	-	-	-	-	-	-	78	-
Costes de exploración	213	-	-	-	-	209	-	4	-	-
Costes de desarrollo	780	-	175	277	-	262	-	-	66	-
TOTAL	1.100	-	175	277	-	471	-	4	173	-

- (1) A 31 de diciembre de 2013 se ha incluido el precio de adquisición de activos que en el ejercicio anterior, de acuerdo con la normativa contable, estaban clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta, por el porcentaje finalmente retenido por Repsol.

Miliones de euros

Al 31 de diciembre de 2014	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Sociedades Consolidadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	34	-	-	-	-	-	34	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	20	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Costes de exploración	1.346	211	32	-	67	127	450	306	145	8
Costes de desarrollo	567	30	83	15	(34)	106	305	62	-	-
TOTAL	1.967	241	115	15	33	233	809	368	145	8
Sociedades Participadas										
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	95	-	-	-	-	93	-	1	1	-
Costes de desarrollo	980	-	245	366	-	347	-	-	22	-
TOTAL	1.075	-	245	366	-	440	-	1	23	-

Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos del Grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Millones de euros									
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.012										
Sociedades Consolidadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	386	-	6	6	168	147	21	38	-	-
Venta a sociedades del Grupo	2.066	81	273	-	111	204	820	577	-	-
Otros ingresos.....	999	-	-	-	-	17	-	982	-	-
Total ingresos	3.451	81	279	6	279	368	841	1.597	-	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(694)	(20)	(190)	(28)	(133)	(124)	(7)	(192)	-	-
Otros gastos.....	(40)	(4)	(3)	-	-	(29)	(3)	(1)	(43)	-
Amortizaciones	(577)	(37)	(27)	(2)	(20)	(101)	(313)	(77)	-	-
Beneficio antes de impuestos	1.645	(64)	58	(24)	64	39	377	1.238	(43)	-
Impuestos sobre beneficios	(1.032)	38	(28)	0	(19)	(6)	(137)	(893)	13	-
Resultado de las actividades (2).....	613	(26)	29	(24)	45	33	240	345	(30)	-
Sociedades Participadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.088	-	289	482	-	278	-	-	39	-
Venta a sociedades del Grupo	472	-	356	-	-	116	-	-	-	-
Otros ingresos.....	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-
Total ingresos	1.563	-	645	482	-	397	-	-	39	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(534)	-	(194)	(227)	-	(89)	-	-	(24)	-
Otros gastos.....	(56)	-	-	-	-	(53)	-	(3)	-	-
Amortizaciones	(294)	-	(156)	(42)	-	(85)	-	-	(11)	-
Beneficio antes de impuestos	643	-	294	212	-	137	-	(3)	4	-
Impuestos sobre beneficios	(258)	-	(164)	(22)	-	(72)	-	1	(1)	-
Resultado de las actividades (2).....	385	-	130	190	-	65	-	(2)	3	-
Resultado total de las actividades.....	998	(26)	159	166	45	98	240	343	(27)	-

	Millones de euros									
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
2.013										
Sociedades Consolidadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	503	-	5	8	203	218	39	30	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.722	197	258	-	105	118	729	315	-	-
Otros ingresos.....	620	-	-	-	-	27	-	593	-	-
Total ingresos	2.845	197	263	8	308	363	768	938	-	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(584)	(22)	(183)	(22)	(137)	(78)	(37)	(105)	-	-
Otros gastos.....	(433)	(152)	(1)	-	(6)	(52)	(114)	(58)	(28)	(22)
Amortizaciones	(34)	(5)	(2)	-	-	(24)	(1)	(2)	-	-
Beneficio antes de impuestos	1.213	(102)	49	(16)	144	151	311	727	(29)	(22)
Impuestos sobre beneficios	(722)	62	(27)	(11)	(43)	(28)	(145)	(529)	(2)	1
Resultado de las actividades (2).....	491	(40)	22	(27)	101	123	166	198	(31)	(21)
Sociedades Participadas										
. Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.410	-	376	452	-	395	-	-	187	-
Venta a sociedades del Grupo	469	-	369	-	-	100	-	-	-	-
Otros ingresos.....	7	-	-	-	-	7	-	-	-	-
Total ingresos	1.886	-	745	452	-	502	-	-	187	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(689)	-	(212)	(200)	-	(160)	-	-	(117)	-
Otros gastos.....	(186)	-	-	-	-	(183)	-	(3)	-	-
Amortizaciones	8	-	(2)	(2)	-	12	-	-	-	-
Beneficio antes de impuestos	702	-	387	208	-	71	-	(3)	39	-
Impuestos sobre beneficios	(371)	-	(216)	(73)	-	(73)	-	1	(10)	-
Resultado de las actividades (2).....	331	-	171	135	-	(2)	-	(2)	29	-
Resultado total de las actividades.....	822	(40)	193	108	101	121	166	196	(2)	(21)

2.014	Millones de euros									
	Total	Europa	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Sociedades Consolidadas										
Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	662	-	5	10	260	272	90	25	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.356	148	223	-	39	100	675	171	-	-
Otros ingresos.....	260	-	-	-	-	-	-	260	-	-
Total ingresos	2.278	148	228	10	299	372	765	456	-	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(811)	(228)	(27)	-	(21)	(80)	(139)	(214)	(120)	18
Otros gastos.....	(16)	(7)	(3)	-	(1)	(2)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones	(634)	(60)	(33)	(2)	(38)	(69)	(404)	(27)	(1)	-
Beneficio antes de impuestos	293	(174)	5	(26)	111	155	201	124	(121)	18
Impuestos sobre beneficios	(215)	65	(9)	6	(38)	(23)	(75)	(176)	41	(6)
Resultado de las actividades (2).....	78	(109)	(4)	(20)	73	132	126	(52)	(80)	12
Sociedades Participadas										
Ingresos										
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.705	-	735	409	-	401	-	-	160	-
Venta a sociedades del Grupo	229	-	-	-	-	229	-	-	-	-
Otros ingresos.....	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-
Total ingresos	1.934	-	735	409	-	630	-	-	160	-
Costes de producción (1).....										
Gastos de exploración	(92)	-	-	-	-	(92)	-	-	-	-
Otros gastos.....	(7)	-	(2)	(2)	-	(2)	-	-	(1)	-
Amortizaciones	(413)	-	(179)	(43)	-	(147)	-	-	(44)	-
Beneficio antes de impuestos	739	-	332	175	-	201	-	-	31	-
Impuestos sobre beneficios	(323)	-	(186)	(44)	-	(89)	-	-	(4)	-
Resultado de las actividades (2).....	416	-	146	131	-	112	-	-	27	-
Resultado total de las actividades.....	494	(109)	142	111	73	244	126	(52)	(53)	12

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 375, 490 y 513 millones de euros en 2014, 2013 y 2012, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2014, 2013 y 2012 por importes de 318, 311 y 356 millones de euros, respectivamente.
- (2) El resultado no incluye las dotaciones o reversiones de provisiones por pérdidas de valor como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado (flujos de caja actualizados), provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos de cada campo propiedad de la compañía al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas, que ascienden a un gasto de 525 millones de euros en 2014, de 6 millones de euros en 2013 y de 14 millones de euros en 2012.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas, excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Repsol aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas en conformidad con las directrices y el marco conceptual establecidas para la industria de petróleo y el gas por la "Securities and Exchange Commission" (SEC) y los criterios establecidos por el sistema “Petroleum Reserves Management System” de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol han sido estimadas por ingenieros de petróleo de la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio de Exploración y Producción, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).

Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran

diferencias superiores al 7%, Repsol reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas. En 2014, Repsol encargó la auditoría externa de ciertas áreas en Sudamérica, Norteamérica, norte de África, Asia y España. Los informes de los ingenieros independientes estarán disponibles en nuestra página web www.repsol.com.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

	Millones de barriles									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Consolidadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	878	6	584	24	-	63	37	49	115	-
Revisión de estimaciones anteriores	38	0	-	1	-	-	11	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	-	-	-	2	(0)	6	3	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(595)	-	(584)	-	-	-	(10)	(1)	-	-
Producción (1)	(42)	(1)	-	(3)	-	(3)	(9)	(10)	(16)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	290	5	-	22	-	62	29	46	125	-
Revisión de estimaciones anteriores	22	1	-	1	-	19	1	2	(1)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(36)	(2)	-	(3)	-	(4)	(6)	(10)	(11)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	276	4	-	20	-	78	24	38	113	-
Revisión de estimaciones anteriores	20	1	-	-	-	-	3	18	(2)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	2	-	11	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(31)	(2)	-	(3)	-	(4)	(6)	(10)	(6)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	278	3	-	19	-	85	21	46	105	-
Sociedades Participadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)	100	-	-	8	50	-	42	-	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	2	-	-	1	(1)	-	2	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	23	-	-	-	-	-	23	-	-	-
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(10)	-	-	(1)	(5)	-	(3)	-	-	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	139	-	-	8	44	-	63	-	-	23
Revisión de estimaciones anteriores	13	-	-	0	3	-	3	-	-	6
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	-	1	1	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(15)	-	-	(1)	(5)	-	(5)	-	-	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	146	-	-	9	44	-	67	-	-	26
Revisión de estimaciones anteriores	22	-	-	1	3	-	10	-	-	8
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(18)	-	-	(1)	(5)	-	(8)	-	-	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	163	-	-	9	42	-	82	-	-	30
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	441	3	-	28	42	85	103	46	105	30

Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

A1 31 de diciembre de 2011	671	2	438	24	34	45	36	21	71	-
Sociedades Consolidadas	619	2	438	22	-	45	21	21	71	-
Sociedades Participadas	52	-	-	3	34	-	15	-	-	-
A1 31 de diciembre de 2012	255	5	-	23	35	42	34	20	80	16
Sociedades Consolidadas	187	5	-	20	-	42	20	20	80	-
Sociedades Participadas	68	-	-	3	35	-	14	-	-	16
A1 31 de diciembre de 2013	238	3	-	21	33	39	41	13	68	19
Sociedades Consolidadas	162	3	-	18	-	39	20	13	68	-
Sociedades Participadas	76	-	-	3	33	-	21	-	-	19
A1 31 de diciembre de 2014	265	3	-	21	31	52	44	25	65	24
Sociedades Consolidadas	181	3	-	18	-	52	18	25	65	-
Sociedades Participadas	84	-	-	3	31	-	26	-	-	24

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2014, 2013, 2012 y 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 46, 44, 39 y 109 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2014, 2013 y 2012 incluye un volumen estimado de aproximadamente 4, 4 y 3 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 249 millones de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.
- (3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado y GLP correspondientes a YPF suponían 584 millones de barriles en Argentina e inferiores a 1 millón de barriles de crudo equivalente en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 100 millones de barriles en Argentina y 0,5 millones de barriles en Norteamérica.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:

	Miles de Millones de pies cúbicos									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Consolidadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	4.198	0	2.400	72	36	1.243	271	11	165	-
Revisión de estimaciones anteriores	109	2	-	(13)	82	-	40	(0)	(1)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	65	-	-	-	-	31	1	33	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2.400)	-	(2.400)	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(82)	(2)	-	(4)	(4)	(39)	(16)	(5)	(12)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	1.891	0	-	54	114	1.235	295	40	152	-
Revisión de estimaciones anteriores	246	1	-	13	(21)	238	(6)	13	7	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(94)	(1)	-	(4)	(5)	(40)	(24)	(9)	(11)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	2.043	0	-	63	88	1.433	266	44	148	-
Revisión de estimaciones anteriores	(8)	-	-	(56)	-	-	19	53	(24)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	174	-	-	1	-	173	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(121)	-	-	(4)	(6)	(53)	(33)	(14)	(11)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	2.088	0	-	4	82	1.553	252	83	113	-
Sociedades Participadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)	2.550	-	-	1.770	577	-	203	-	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	108	-	-	93	1	-	14	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	626	-	-	-	452	-	19	-	-	155
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(6)	-	-	(6)	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(309)	-	-	(236)	(44)	-	(30)	-	(236)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	2.969	-	-	1.622	986	-	205	-	-	155
Revisión de estimaciones anteriores	253	-	-	81	136	-	30	-	-	5
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	1.282	-	-	148	1.135	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)
Producción (1)	(330)	-	-	(249)	(42)	-	(31)	-	-	(8)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	4.095	-	-	1.602	2.216	-	204	-	-	73
Revisión de estimaciones anteriores	316	-	-	246	4	-	70	-	-	(4)
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-
Producción (1)	(333)	-	-	(241)	(43)	-	(35)	-	-	(14)
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	4.076	-	-	1.607	2.177	-	237	-	-	55
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	6.164	0	-	1.611	2.259	1.553	489	83	113	55
Reservas probadas desarrolladas de gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2011	3.856	0	1.796	699	305	802	186	8	58	-
Sociedades Consolidadas	2.776	0	1.796	7	36	802	68	8	58	-
Sociedades Participadas	1.079	-	-	692	269	-	118	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2012	2.134	0	-	686	267	764	299	18	46	54
Sociedades Consolidadas	1.036	0	-	7	38	764	164	18	46	-
Sociedades Participadas	1.097	-	-	679	229	-	135	-	-	54
Al 31 de diciembre de 2013	1.998	0	-	651	241	691	329	24	41	22
Sociedades Consolidadas	997	0	-	5	43	691	194	24	41	-
Sociedades Participadas	1.001	-	-	647	198	-	135	-	-	22
Al 31 de diciembre de 2014	2.251	-	-	644	195	926	372	49	65	-
Sociedades Consolidadas	1.262	-	-	2	37	926	216	49	32	-
Sociedades Participadas	989	-	-	642	158	-	156	-	33	-

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2014, 2013, 2012 y 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.144, 1.052, 767 y 1.026 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 32, 40 y 26 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 1.021 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.
- (3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas gas natural correspondientes a YPF ascendían a 2.397 miles de millones de pies cúbicos de gas en Argentina y 2 millones de pies cúbicos de gas en Norteamérica.

Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

	Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Consolidadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	1.626	6	1.013	37	6	285	85	50	145	-
Revisión de estimaciones anteriores	58	1	-	(1)	15	-	18	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	22	-	-	-	-	7	-	12	3	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1.023)	-	(1.013)	-	-	-	(10)	-	-	-
Producción (1)	(57)	(1)	-	(4)	(1)	(10)	(11)	(11)	(19)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	627	5	-	32	20	282	82	53	152	-
Revisión de estimaciones anteriores	66	1	-	3	(4)	62	(0)	4	(0)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(53)	(3)	-	(4)	(1)	(11)	(11)	(11)	(13)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	639	4	-	31	16	333	71	45	139	-
Revisión de estimaciones anteriores	19	1	-	(9)	-	-	6	28	(7)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	44	-	-	2	-	42	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(52)	(2)	-	(4)	(1)	(14)	(11)	(13)	(7)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	650	3	-	20	15	361	66	60	125	-
Sociedades Participadas										
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)	554	-	-	323	153	-	78	-	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	22	-	-	18	(0)	-	4	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	134	-	-	-	81	-	26	-	-	28
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	(1)	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(65)	-	-	(43)	(13)	-	(9)	-	-	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	667	-	-	297	221	-	99	-	-	50
Revisión de estimaciones anteriores	58	-	-	15	28	-	8	-	-	7
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	238	-	-	28	203	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)
Producción (1)	(73)	-	-	(46)	(12)	-	(10)	-	-	(5)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	876	-	-	294	438	-	104	-	-	39
Revisión de estimaciones anteriores	78	-	-	45	4	-	22	-	-	7
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-
Producción (1)	(77)	-	-	(45)	(12)	-	(14)	-	-	(6)
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	889	-	-	294	430	-	124	-	-	40
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	1.539	3	-	314	445	361	190	60	125	40
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2011	1.358	2	759	149	89	188	69	22	82	-
Sociedades Consolidadas	1.114	2	759	23	6	188	33	22	82	-
Sociedades Participadas	244	-	-	126	82	-	36	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2012	635	5	-	145	82	178	88	24	88	25
Sociedades Consolidadas	372	5	-	21	7	178	50	24	88	-
Sociedades Participadas	263	-	-	124	76	-	38	-	-	25
Al 31 de diciembre de 2013	594	3	-	137	76	162	99	18	75	22
Sociedades Consolidadas	340	3	-	19	8	162	55	18	75	-
Sociedades Participadas	254	-	-	119	68	-	45	-	-	22
Al 31 de diciembre de 2014	666	3	-	135	66	217	110	33	102	-
Sociedades Consolidadas	405	3	-	18	7	217	56	33	71	-
Sociedades Participadas	261	-	-	117	59	-	54	-	31	-

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2014, 2013, 2012 y 2011 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 250, 231, 176 y 292 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2014, 2013 y 2012 incluye un volumen estimado de aproximadamente 10, 11 y 7 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.
- (2) Incluye 431 millones de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.
- (3) A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural correspondientes a YPF ascendían a 1.011 millones de barriles equivalentes en Argentina y a 2 millones de barriles equivalentes en Norteamérica.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las directrices y el marco conceptual establecidos para la industria de petróleo y gas por la “Securities and Exchange Commission” americana y los principios contables del “Financial Accounting Standards Board” que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2014 de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado en base a la estructura de costes al cierre del ejercicio. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados de acuerdo al régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

Valor actual de los ingresos netos futuros

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A1 31 de diciembre de 2012										
Sociedades Consolidadas										
Flujos de caja futuros	25.256	449	-	2.013	238	5.087	2.387	3.608	11.474	-
Costes futuros de producción	(6.458)	(139)	-	(1.451)	(109)	(2.637)	(495)	(442)	(1.185)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.078)	(229)	-	(216)	(51)	(233)	(269)	(535)	(545)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(7.835)	15	-	(178)	(14)	(657)	(335)	(481)	(6.185)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	8.885	96	-	168	64	1.560	1.288	2.150	3.559	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.241)	65	-	(36)	(46)	(723)	(454)	(629)	(1.418)	-
Valor actual	5.644	161	-	132	18	837	834	1.521	2.141	-
Sociedades Participadas										
Flujos de caja futuros	18.212	-	-	4.531	6.150	-	6.081	-	-	1.450
Costes futuros de producción	(7.885)	-	-	(1.638)	(2.908)	-	(2.424)	-	-	(915)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.838)	-	-	(1.399)	(627)	-	(637)	-	-	(175)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(2.377)	-	-	(716)	(810)	-	(778)	-	-	(73)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	5.112	-	-	778	1.805	-	2.242	-	-	287
Efecto de actualizar al 10%	(2.226)	-	-	(366)	(981)	-	(740)	-	-	(139)
Valor actual	2.886	-	-	412	824	-	1.502	-	-	148
Valor total actual	8.530	161	-	544	842	837	2.336	1.521	2.141	148

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A1 31 de diciembre de 2013										
Sociedades Consolidadas										
Flujos de caja futuros	24.182	304	-	1.695	181	6.714	1.989	3.626	9.673	-
Costes futuros de producción	(7.233)	(146)	-	(1.266)	(69)	(3.678)	(402)	(558)	(1.114)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.040)	(239)	-	(213)	(39)	(322)	(185)	(540)	(502)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.619)	50	-	(126)	(8)	(825)	(262)	(366)	(5.082)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	8.290	(31)	-	90	65	1.889	1.140	2.162	2.975	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.438)	124	-	(10)	(38)	(1.044)	(348)	(894)	(1.228)	-
Valor actual	4.852	93	-	80	27	845	792	1.268	1.747	-
Sociedades Participadas										
Flujos de caja futuros	20.576	-	-	3.515	9.393	-	6.542	-	-	1.126
Costes futuros de producción	(8.375)	-	-	(1.194)	(3.604)	-	(3.055)	-	-	(522)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.798)	-	-	(1.231)	(980)	-	(442)	-	-	(145)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(2.878)	-	-	(419)	(1.622)	-	(735)	-	-	(102)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	6.525	-	-	671	3.187	-	2.310	-	-	357
Efecto de actualizar al 10%	(3.032)	-	-	(288)	(1.953)	-	(630)	-	-	(161)
Valor actual	3.493	-	-	383	1.234	-	1.680	-	-	196
Valor total actual	8.345	93	-	463	1.261	845	2.472	1.268	1.747	196

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
A1 31 de diciembre de 2014										
Sociedades Consolidadas										
Flujos de caja futuros	24.601	265	-	1.652	198	7.437	1.903	3.708	9.438	-
Costes futuros de producción	(7.358)	(127)	-	(1.363)	(75)	(3.769)	(421)	(593)	(1.010)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.706)	(207)	-	(198)	(25)	(973)	(171)	(661)	(471)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.529)	22	-	(32)	(9)	(799)	(236)	(563)	(4.912)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	8.008	(47)	-	59	89	1.896	1.075	1.891	3.045	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.002)	117	-	29	(42)	(1.123)	(293)	(522)	(1.168)	-
Valor actual	5.006	70	-	88	47	773	782	1.369	1.877	-
Sociedades Participadas										
Flujos de caja futuros	24.360	-	-	4.824	10.364	-	7.336	-	-	1.836
Costes futuros de producción	(9.922)	-	-	(1.662)	(3.983)	-	(3.316)	-	-	(961)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(3.732)	-	-	(1.804)	(1.009)	-	(830)	-	-	(89)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(3.087)	-	-	(480)	(1.750)	-	(681)	-	-	(176)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	7.619	-	-	878	3.622	-	2.509	-	-	610
Efecto de actualizar al 10%	(3.291)	-	-	(271)	(2.147)	-	(594)	-	-	(279)
Valor actual	4.328	-	-	607	1.475	-	1.915	-	-	331
Valor total actual	9.334	70	-	695	1.522	773	2.697	1.369	1.877	331

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2011, 2012 y 2013:

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja futuros	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Consolidadas										
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	12.216	157	6.437	142	23	945	799	1.733	1.980	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(182)	(3)	-	1	(10)	(228)	35	(40)	63	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(73)	(9)	-	(25)	(14)	59	(35)	(86)	37	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.129)	(56)	-	(83)	(5)	(142)	(209)	(654)	(980)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	278	-	-	-	-	28	2	100	148	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(6.438)	-	(6.312)	-	-	-	(110)	(16)	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.053	6	-	39	21	(98)	146	131	808	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	521	48	-	56	-	69	141	165	42	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	244	11	(125)	11	1	70	57	96	123	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	154	7	-	(9)	2	134	8	92	(80)	-
Variación neta.....	(6.572)	4	(6.437)	(10)	(5)	(108)	35	(212)	161	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	5.644	161	-	132	18	837	834	1.521	2.141	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(48)	(22)	-	(56)	2	272	(60)	35	(219)	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(242)	38	-	(12)	(25)	(54)	(32)	(128)	(29)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.327)	(127)	-	(72)	(4)	(230)	(202)	(603)	(1.089)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	155	13	-	31	-	(57)	88	162	(82)	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	416	14	-	18	29	46	103	140	66	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	196	(2)	-	5	4	31	37	42	79	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	1.058	18	-	34	3	-	24	99	880	-
Variación neta.....	(792)	(68)	-	(52)	9	8	(42)	(253)	(394)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	4.852	93	-	80	27	845	792	1.268	1.747	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(774)	4	-	(118)	(1)	11	(79)	(303)	(288)	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(165)	34	-	26	-	(133)	(14)	(8)	(70)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.248)	(77)	-	(83)	(2)	(162)	(273)	(625)	(1.026)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	112	-	-	44	-	65	3	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	857	11	-	4	(4)	(147)	54	682	257	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	490	13	-	31	16	15	80	193	142	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.035	12	-	19	9	175	169	264	387	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	847	(20)	-	85	2	104	50	(102)	728	-
Variación neta.....	154	(23)	-	8	20	(72)	(10)	101	130	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	5.006	70	-	88	47	773	782	1.369	1.877	-

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Sociedades Participadas										
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	2.484	-	-	704	710	-	1.070	-	-	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(23)	-	-	(100)	114	-	(37)	-	-	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(363)	-	-	(124)	(148)	-	(91)	-	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(883)	-	-	(381)	(256)	-	(246)	-	-	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	875	-	-	-	180	-	615	-	-	80
Cambios netos por compra/venta de activos	65	-	-	(3)	-	-	-	-	-	68
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	(19)	-	-	(1)	(57)	-	39	-	-	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	415	-	-	152	178	-	85	-	-	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	148	-	-	46	57	-	45	-	-	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	187	-	-	119	46	-	22	-	-	-
Variación neta.....	402	-	-	(292)	114	-	432	-	-	148
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	2.886	-	-	412	824	-	1.502	-	-	148
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(203)	-	-	(321)	212	-	(104)	-	-	10
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(129)	-	-	26	(111)	-	-	-	-	(44)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(796)	-	-	(174)	(242)	-	(319)	-	-	(61)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	750	-	-	80	509	-	150	-	-	11
Cambios netos por compra/venta de activos	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	414	-	-	51	153	-	150	-	-	60
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	591	-	-	147	183	-	186	-	-	75
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	138	-	-	23	44	-	61	-	-	10
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(153)	-	-	139	(338)	-	54	-	-	(8)
Variación neta.....	607	-	-	(29)	410	-	178	-	-	48
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	3.493	-	-	383	1.234	-	1.680	-	-	196
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(529)	-	-	307	(148)	-	(710)	-	-	22
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(445)	-	-	(228)	(138)	-	(101)	-	-	22
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(1.185)	-	-	(317)	(239)	-	(560)	-	-	(69)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	143	-	-	-	-	-	143	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.091	-	-	112	78	-	823	-	-	78
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	604	-	-	148	265	-	143	-	-	48
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	846	-	-	99	314	-	378	-	-	55
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	314	-	-	103	109	-	123	-	-	(21)
Variación neta.....	835	-	-	224	241	-	235	-	-	135
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	4.328	-	-	607	1.475	-	1.915	-	-	331

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Total Sociedades Consolidadas y Participadas										
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)	14.700	157	6.437	846	733	945	1.869	1.733	1.980	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(205)	(3)	-	(99)	104	(228)	(2)	(40)	63	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(436)	(9)	-	(149)	(162)	59	(126)	(86)	37	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.012)	(56)	-	(464)	(261)	(142)	(455)	(654)	(980)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	1.153	-	-	-	180	28	617	100	148	80
Cambios netos por compra/venta de activos	(6.373)	-	(6.312)	(3)	-	-	(110)	(16)	-	68
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.034	6	-	38	(36)	(98)	185	131	808	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	936	48	-	208	178	69	226	165	42	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	392	11	(125)	57	58	70	102	96	123	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	341	7	-	110	48	134	30	92	(80)	-
Variación neta.....	(6.170)	4	(6.437)	(302)	109	(108)	467	(212)	161	148
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	8.530	161	-	544	842	837	2.336	1.521	2.141	148
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(251)	(22)	-	(377)	214	272	(164)	35	(219)	10
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(371)	38	-	14	(136)	(54)	(32)	(128)	(29)	(44)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.123)	(127)	-	(246)	(246)	(230)	(521)	(603)	(1.089)	(61)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	750	-	-	80	509	-	150	-	-	11
Cambios netos por compra/venta de activos	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	569	13	-	82	153	(57)	238	162	(82)	60
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.007	14	-	165	212	46	289	140	66	75
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	334	(2)	-	28	48	31	98	42	79	10
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	905	18	-	173	(335)	-	78	99	880	(8)
Variación neta.....	(185)	(68)	-	(81)	419	8	136	(253)	(394)	48
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	8.345	93	-	463	1.261	845	2.472	1.268	1.747	196
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(1.303)	4	-	189	(149)	11	(789)	(303)	(288)	22
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(610)	34	-	(202)	(138)	(133)	(115)	(8)	(70)	22
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(3.433)	(77)	-	(400)	(241)	(162)	(833)	(625)	(1.026)	(69)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reserva	255	-	-	44	-	65	146	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.948	11	-	116	74	(147)	877	682	257	78
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.094	13	-	179	281	15	223	193	142	48
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.881	12	-	118	323	175	547	264	387	55
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	1.161	(20)	-	188	111	104	173	(102)	728	(21)
Variación neta.....	989	(23)	-	232	261	(72)	225	101	130	135
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	9.334	70	-	695	1.522	773	2.697	1.369	1.877	331

(1) Incluye 2.747 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011.