

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					Total
	Derechos para la vinculación de EESS y otros derechos	Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Derechos Emisión de CO ₂ ⁽⁴⁾	Otro inmovilizado	
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
BPRV 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	-	-
Camps 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 Lubricantes 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	-	-
Tecnocontrol 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 International 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%	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%	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%	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%	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%	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%	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%	100%	
Perú LNG Company Llc. ⁽¹⁾	EE.UU	LNG Shipping Operation Services Netherland, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%	20,00%	
Perú LNG, S.R.L. ⁽¹⁾	Perú	Perú LNG Company, Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	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%	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%	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%	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%	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%	100%	
Atlantic LNG Co. of Trinidad&Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	100%	100%	
Repsol LNG T&T, Ltd. ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	100%	
Repsol LNG Port of Spain, B.V. ⁽¹⁾	Holanda	Netherlands ALNG Holding Company, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	100%	
LNG Shipping operation services netherlands B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	100%	
Netherlands ALNG Holding Company B.V. ⁽¹⁾	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	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 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 reguladora 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 CONTROVERSI A 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.

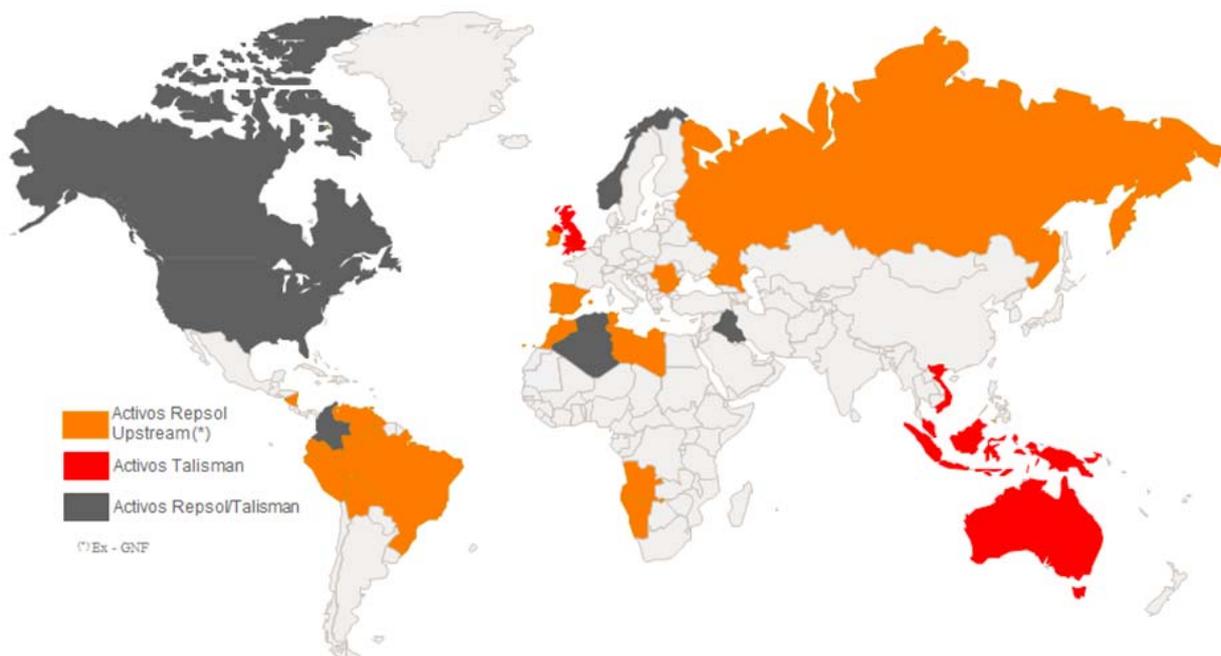
⁽²⁾ Magnitudes e indicadores estimados (no auditados) correspondientes al ejercicio 2014, extraídos de la comunicación (Form 6-K) registrada por Talisman el 10 de Febrero de 2015 ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.

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

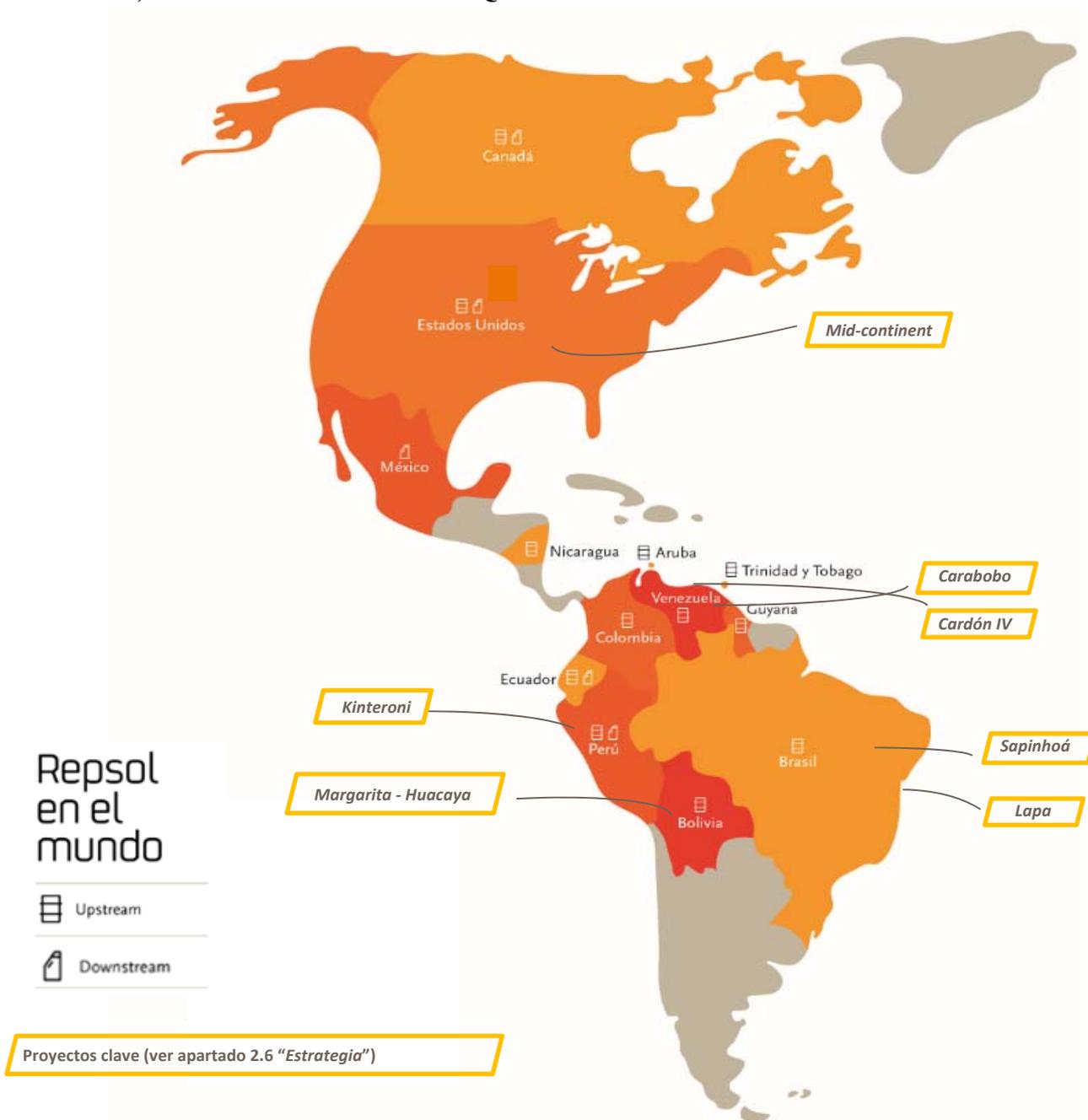
GNL comercializado en Norteamérica:

274 TBtu

Derechos sobre potencia instalada:

960 Mw

2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS



UPSTREAM

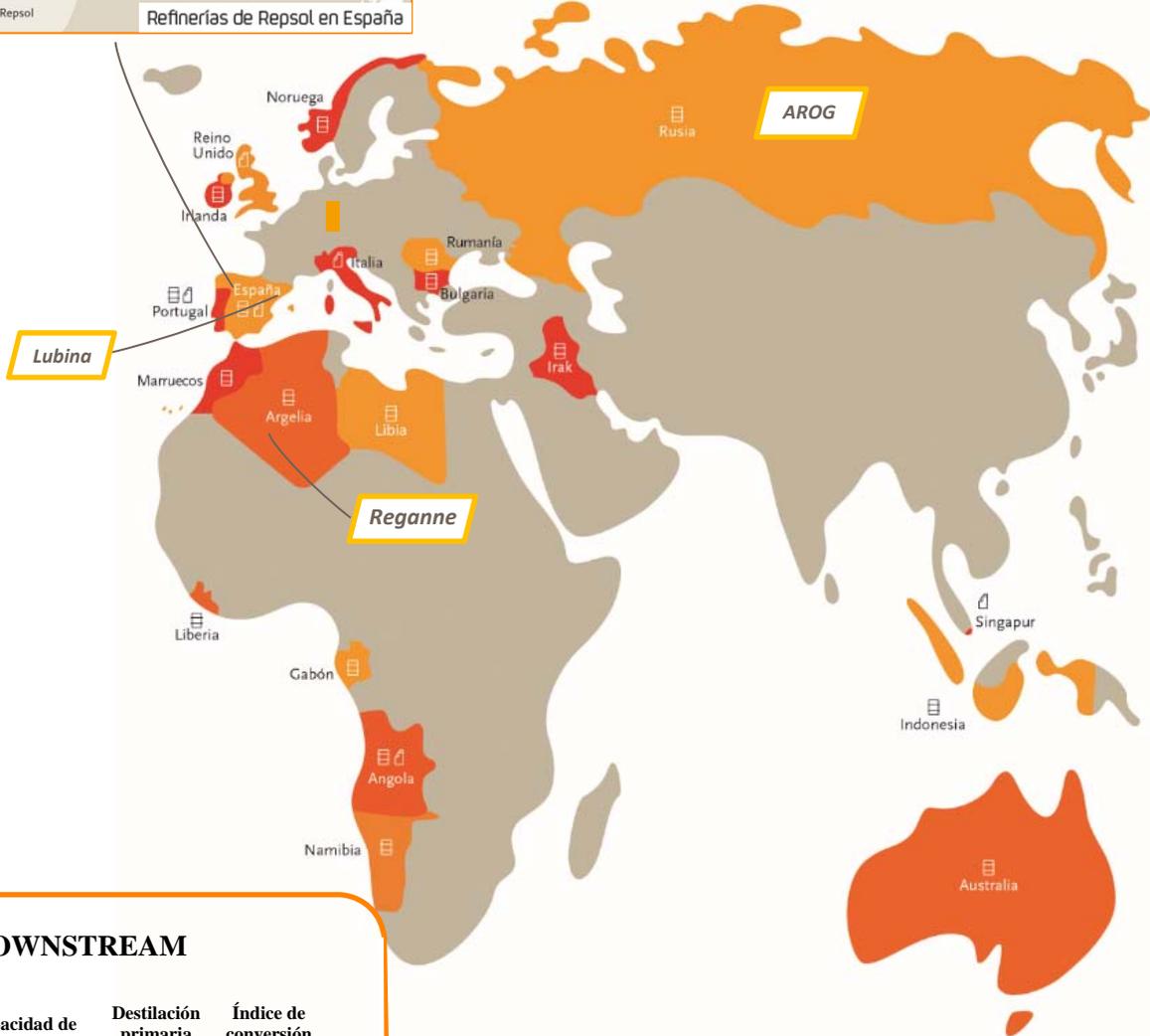
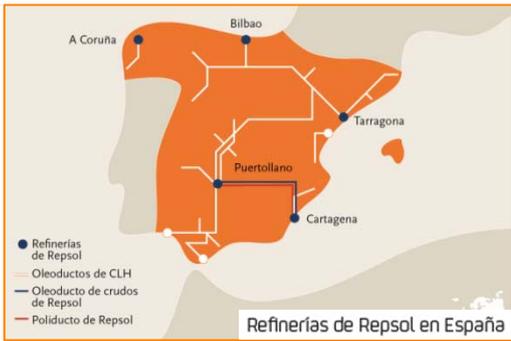
Participamos en 695 bloques⁽¹⁾ de Exploración y Producción de petróleo y gas en 29 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

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	

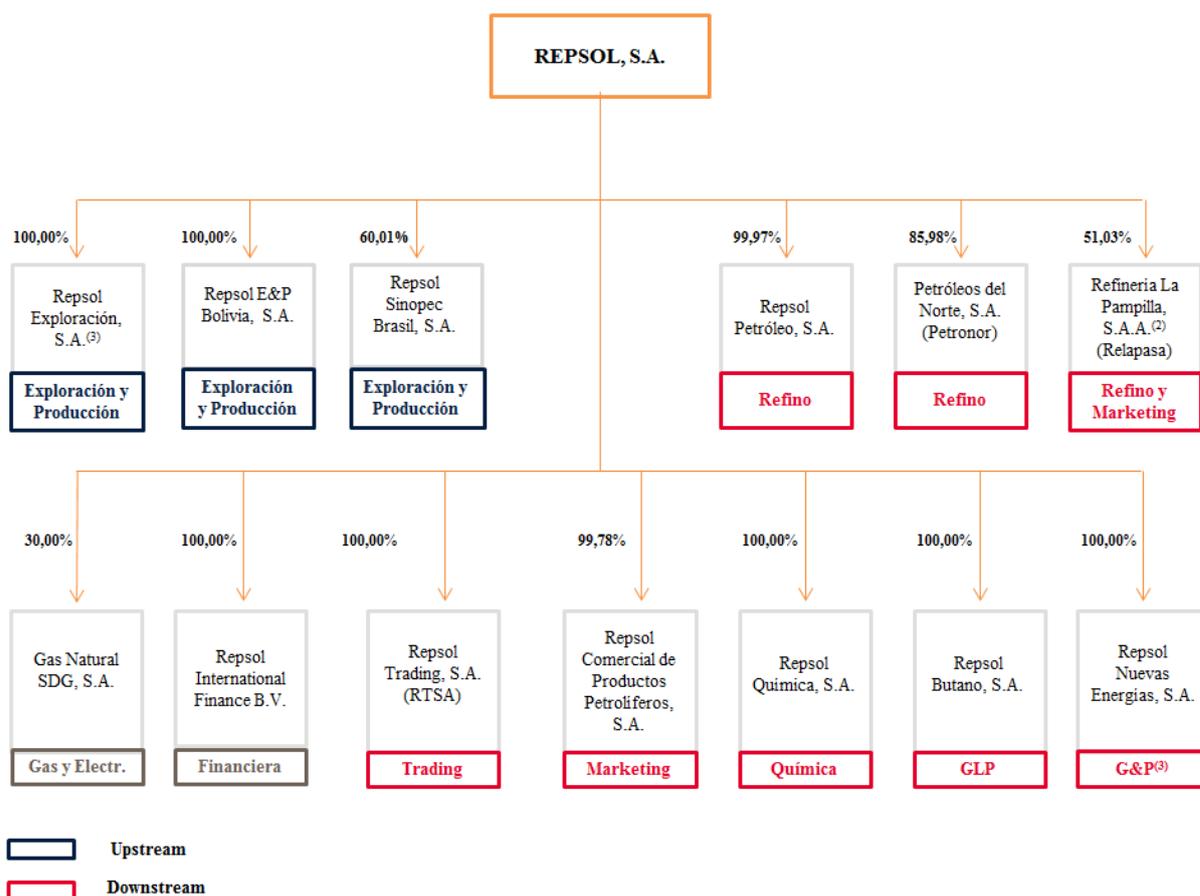


Volumen de ventas GLP (Miles de toneladas)	2014	2013
España	1.343	1.281
Resto Europa	131	131
Perú	634	665
Ecuador	398	386

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.

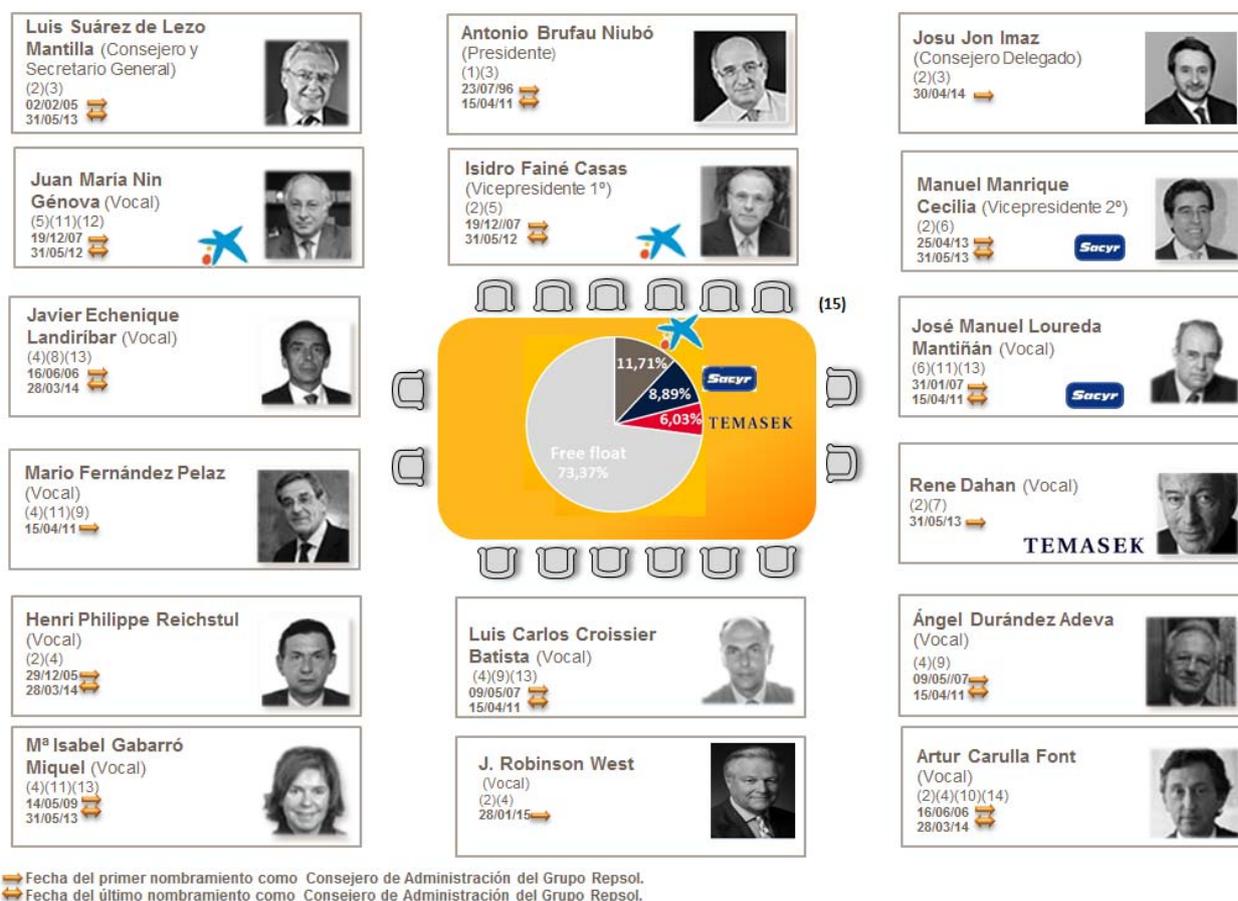
Por su parte, corresponde al Comité de Dirección y al equipo directivo la gestión ordinaria de los negocios de la Compañía mediante la implementación y seguimiento de la estrategia general y directrices básicas fijadas por el Consejo de Administración.



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

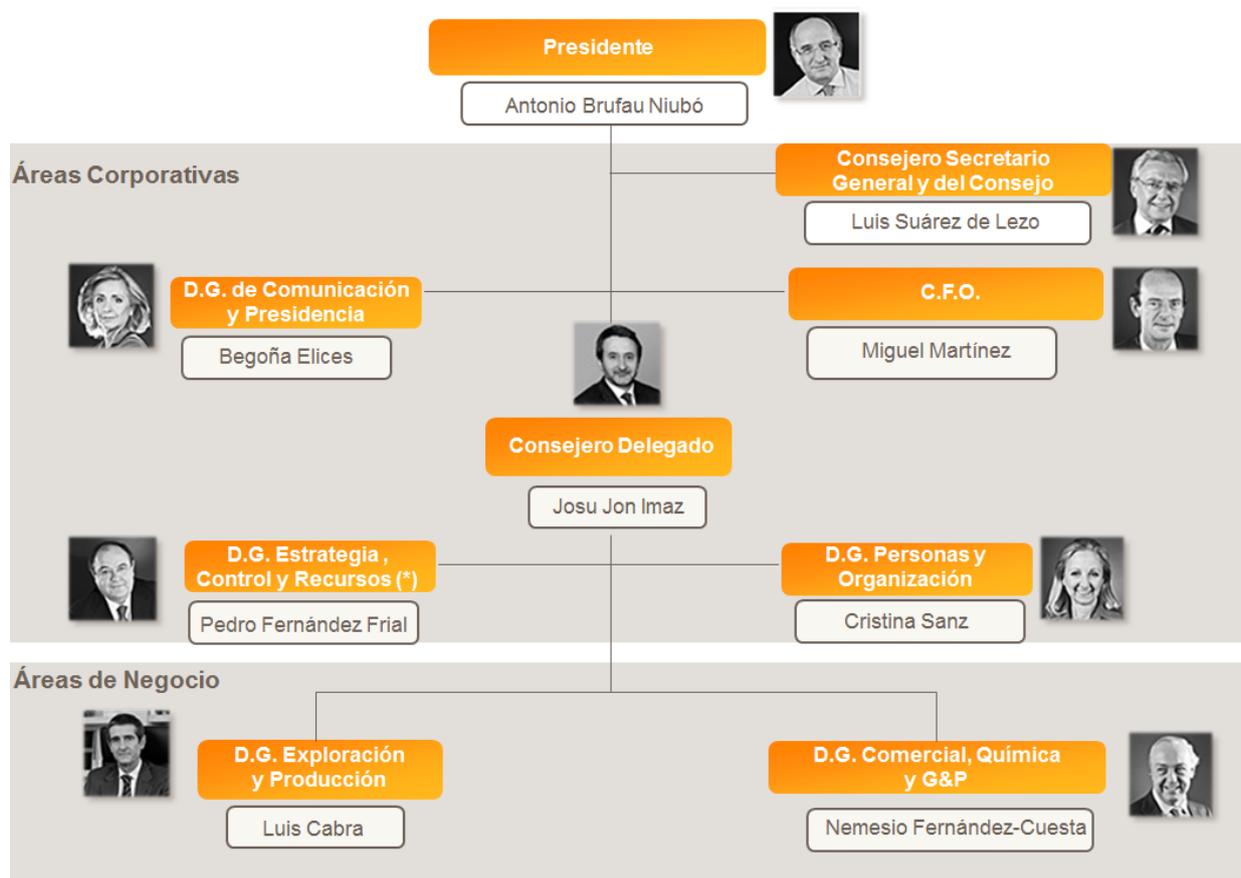
Delegado del Grupo (CEO) de Josu Jon Imaz San Miguel, hasta ese momento Director General del Área Industrial y Trading.

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

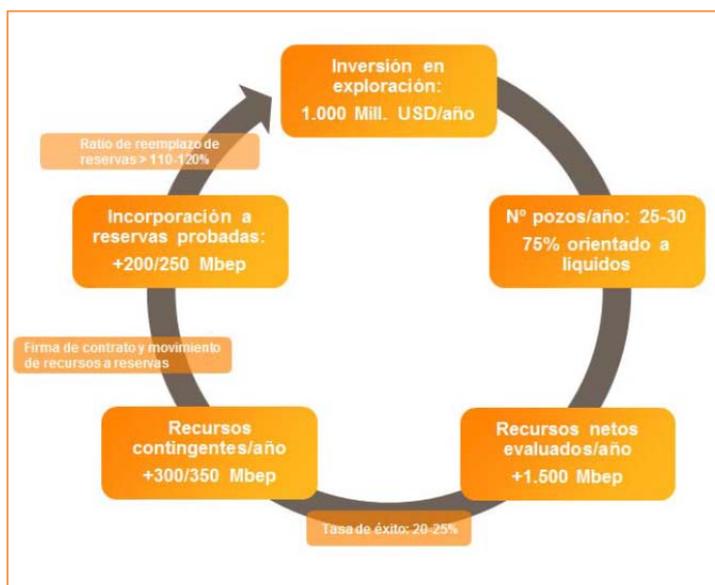
Las actividades de *Upstream* constituyen el motor de crecimiento de Repsol. Mediante una gran inversión y la atracción de talento y tecnología, Repsol ha logrado obtener un gran éxito exploratorio con una tasa de reemplazo de reservas probadas netas en promedio en torno al 200% en los tres últimos ejercicios. 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.

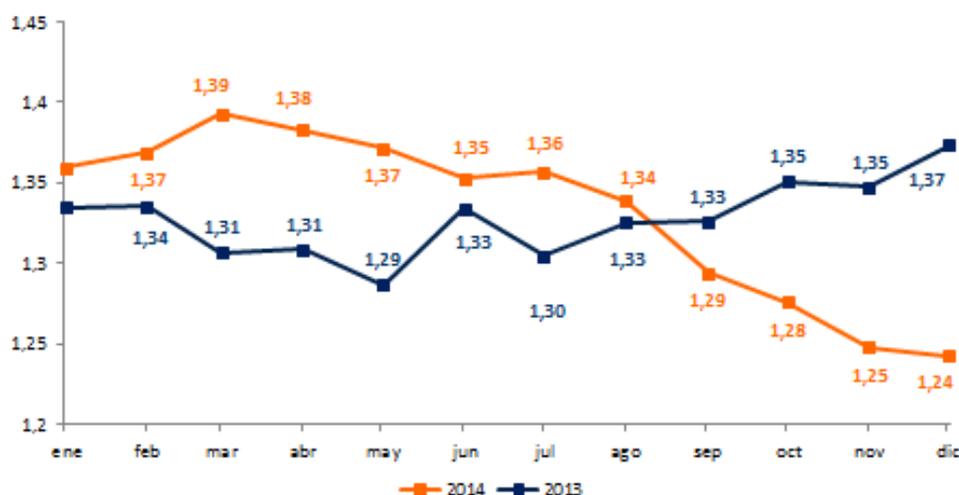
La economía española ha consolidado durante 2014 la senda de crecimiento positivo adquirida en el último tramo de 2013, impulsada por la mejora de las condiciones de financiación, un aumento sostenido de la confianza de los agentes y la favorable evolución del mercado laboral. El retorno del crecimiento 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

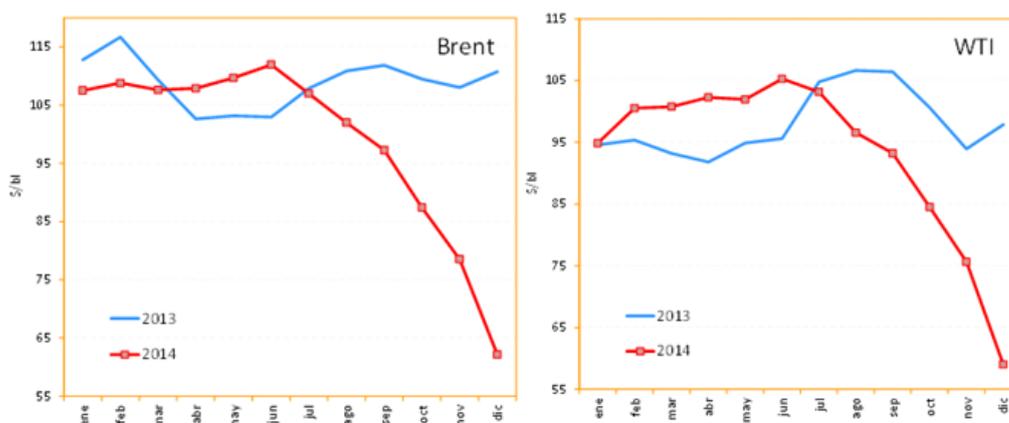
Entre enero y diciembre el precio medio del crudo Brent, de referencia europea, se situó en los 98,99 dólares por barril (\$/bbl). A lo largo del año, la evolución del precio ha mostrado dos tendencias distintas: el primer semestre estuvo marcado por una ligera tendencia al alza, alcanzando un máximo 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.

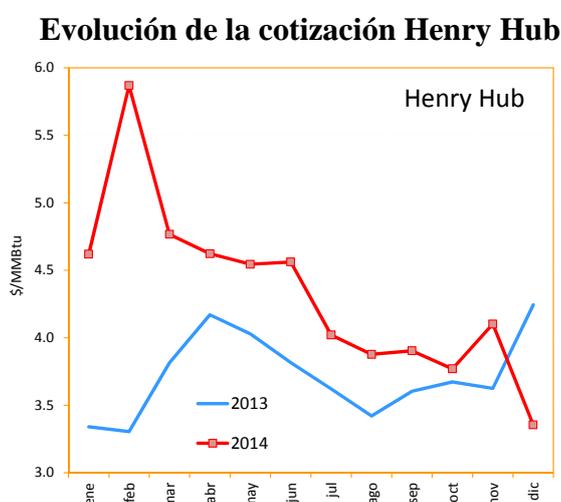
Por el lado de los mercados financieros, ha sido notable la salida de los agentes *Managed Money*, asociados a la especulación y el cambio del comportamiento de la curva a plazos del Brent. Entre junio y octubre los *Managed Money* redujeron sus posiciones netas en más de un 84% en el mercado de futuros 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.

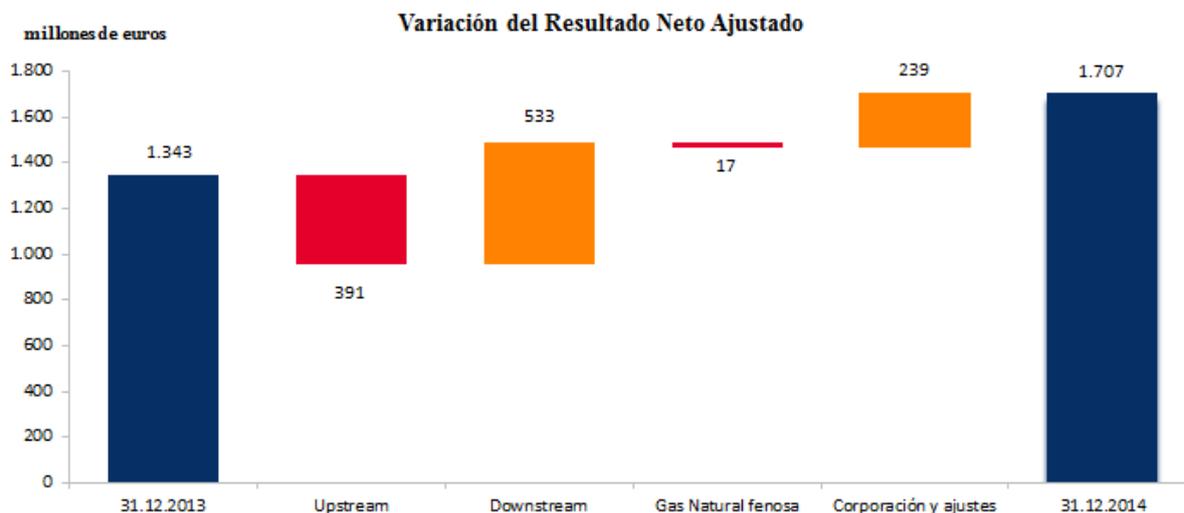
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

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.

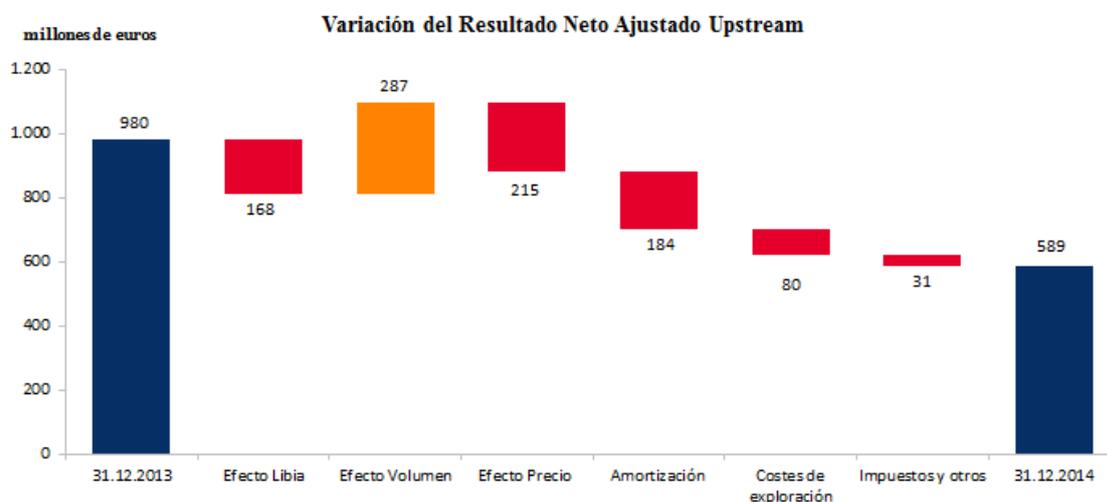
El Resultado Neto Ajustado del ejercicio 2014 ha ascendido a 1.707 millones de euros, un 27% superior al del mismo periodo de 2013. Este aumento se explica por la notable mejora de los resultados de los negocios del segmento *Downstream*, influidos por el mejor entorno internacional, así como del resultado 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).

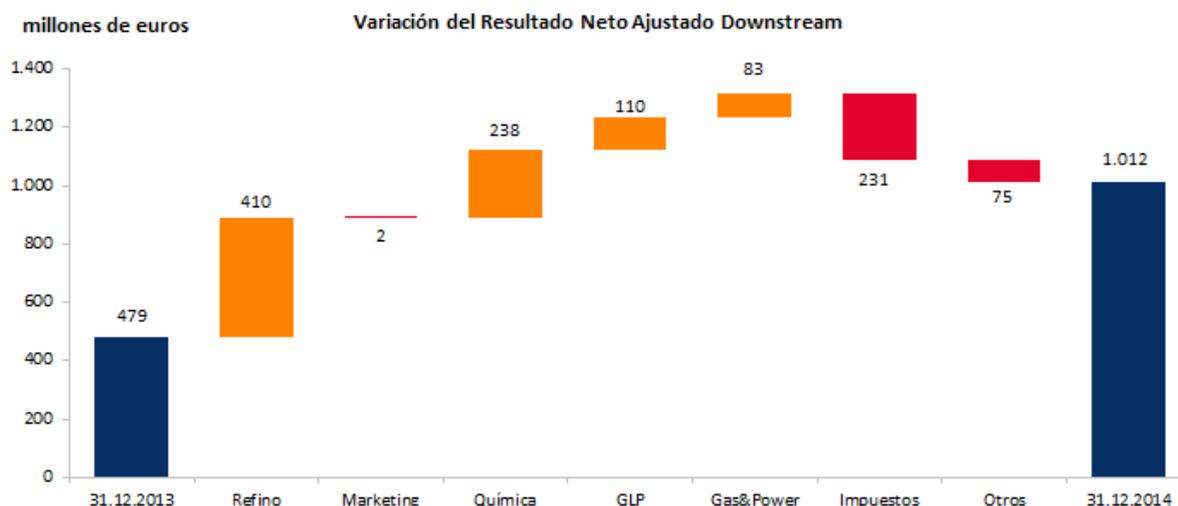


Los principales factores que explican este resultado son:

- 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

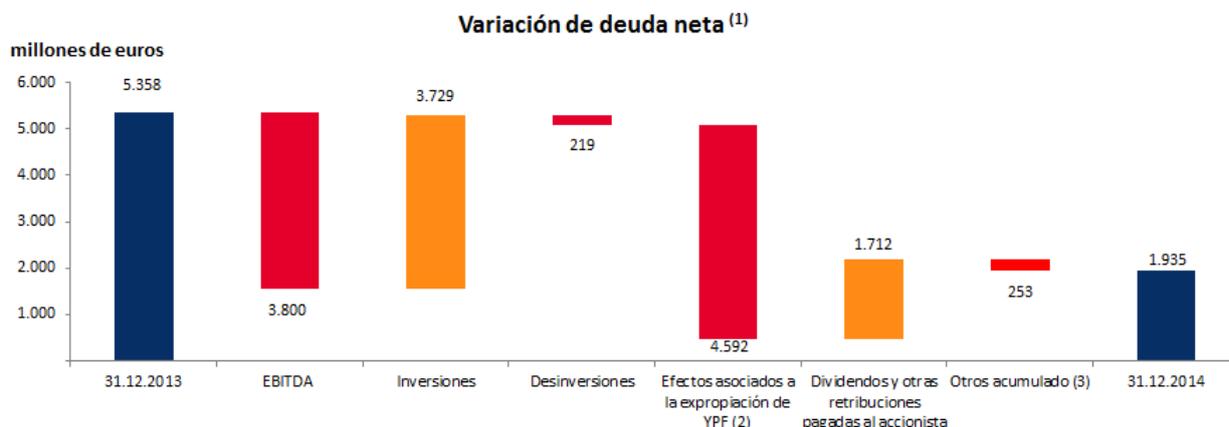
⁽¹⁾ ROACE: (resultado operativo MIFO recurrente después de impuestos + resultado participadas recurrente) / (capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas).

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.	Franco 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.

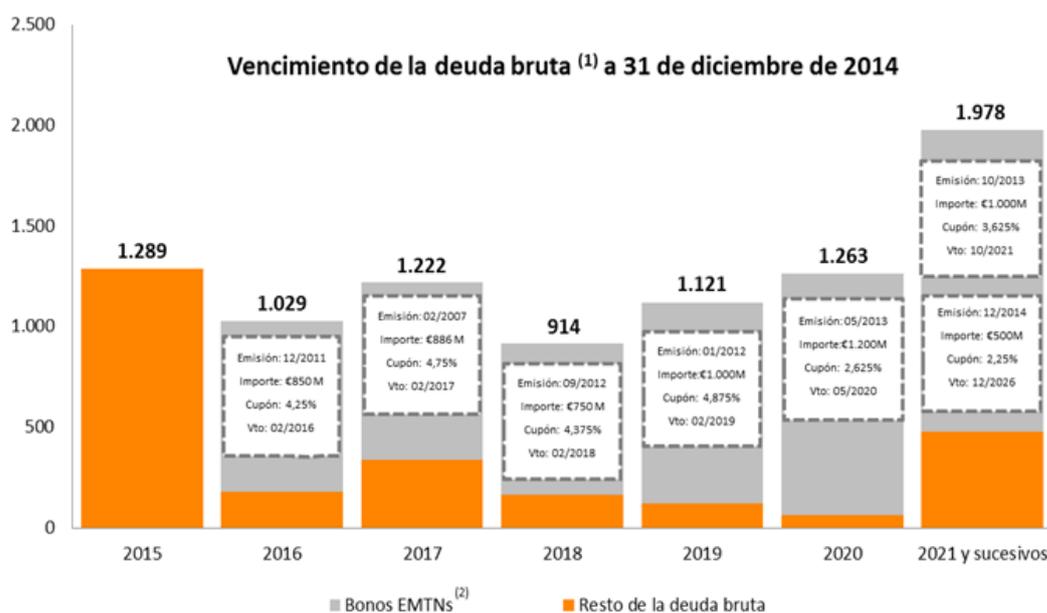
El 1 de julio de 2014 Repsol, S.A. ha cancelado anticipadamente la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013 por importe de 1.458 millones de euros en concepto de principal (a razón de 500 euros por obligación) y 13 millones de euros en concepto de cupón ordinario bruto (a razón de 4,375 euros 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 adhirieron 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.

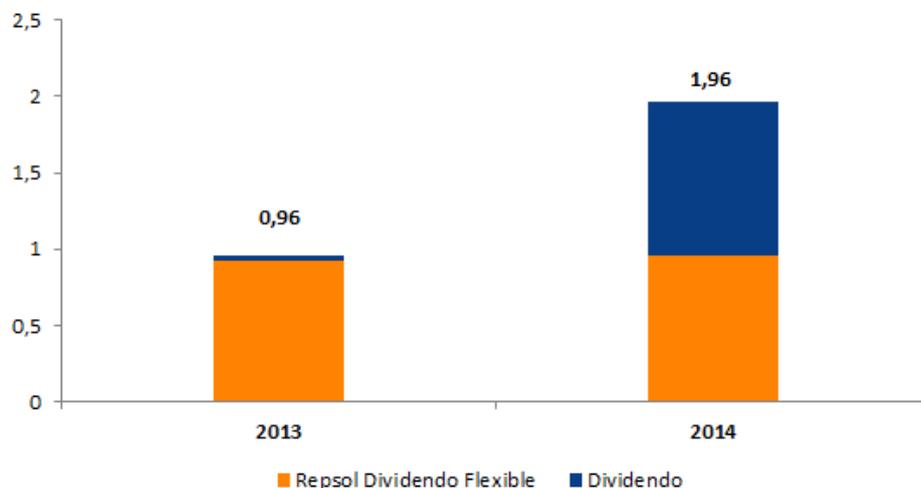
RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

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.

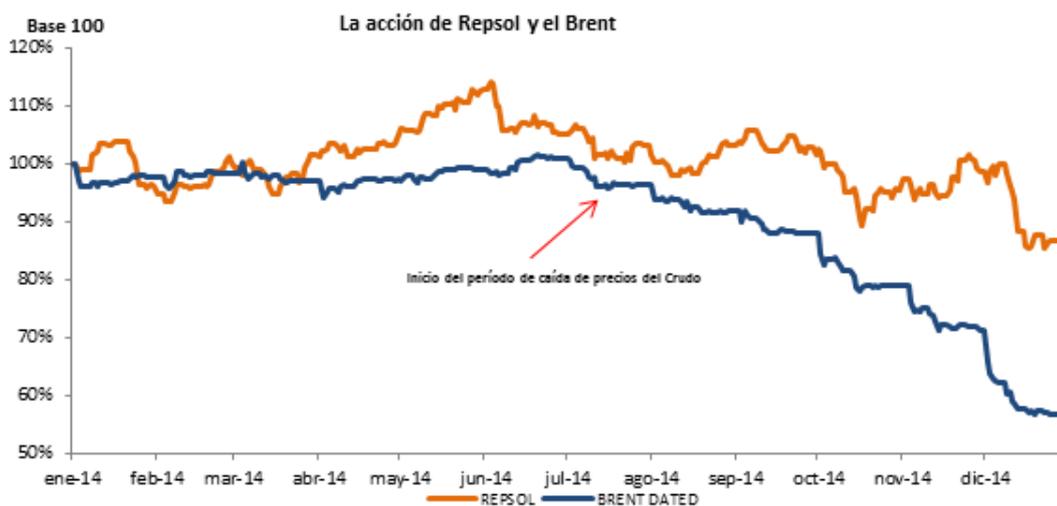
A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa “Repsol Dividendo Flexible”, mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas 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.

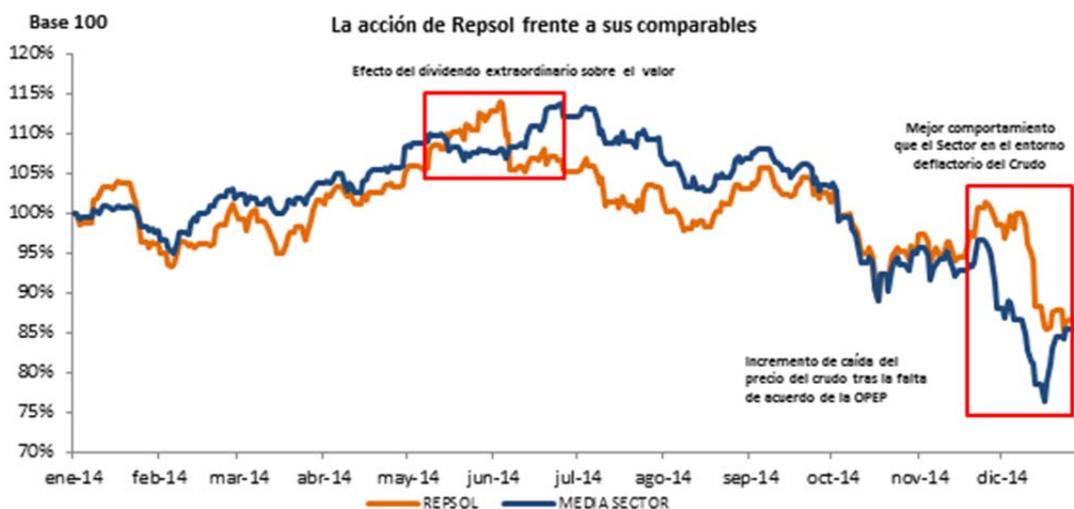
Durante el 2014 el Brent y el WTI, principales crudos de referencia, perdieron un 44% y un 46% respectivamente. Esta caída se vio acentuada tras la reunión de la OPEP del mes de noviembre en que esta organización decidió mantener las actuales cuotas de producción.



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

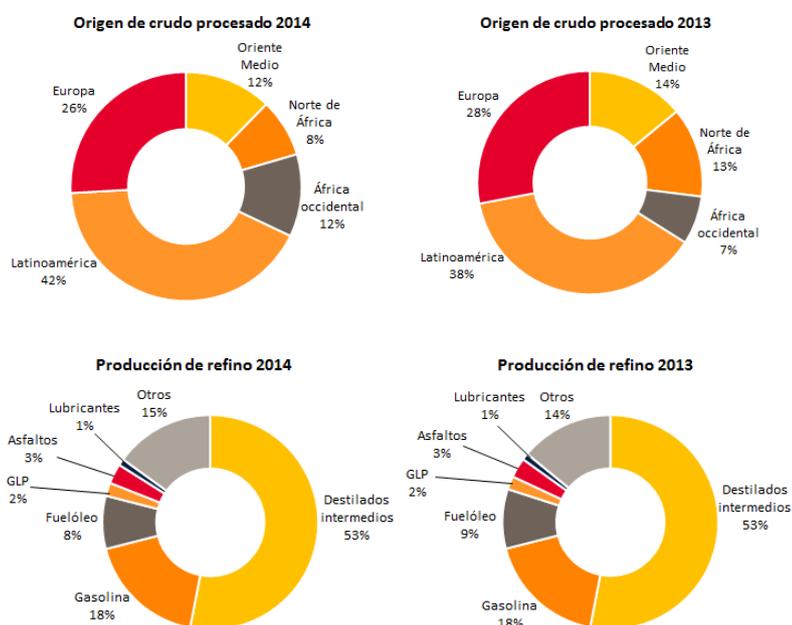
⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de Reporting del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASES.A.

⁽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

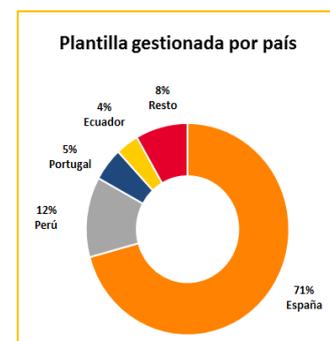


⁽¹⁾ Los datos excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene capacidad sobre la Gestión de personas de sus empleados.

⁽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

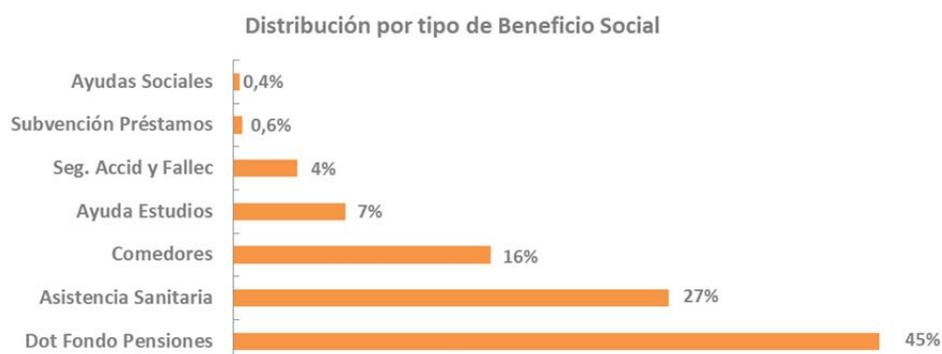
La retribución es un elemento orientado a facilitar la atracción, retención, motivación y compromiso de los profesionales que aportan su talento a la Organización y los esquemas evolucionan para proporcionar mayores posibilidades de flexibilización por parte de los empleados.

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.

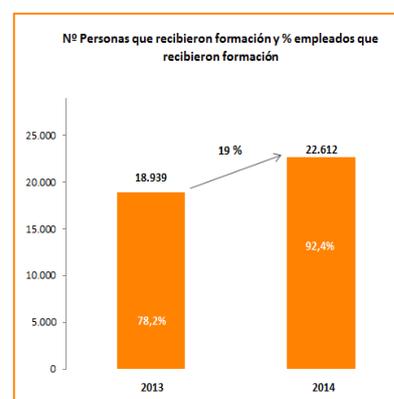
Asimismo existen otros sistemas flexibles para nuestros empleados en Escocia y EEUU.

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 atmosfera.

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).

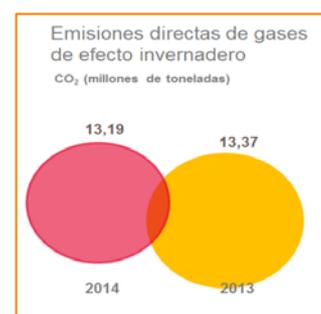
Mejora en la gestión y minimización de residuos

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

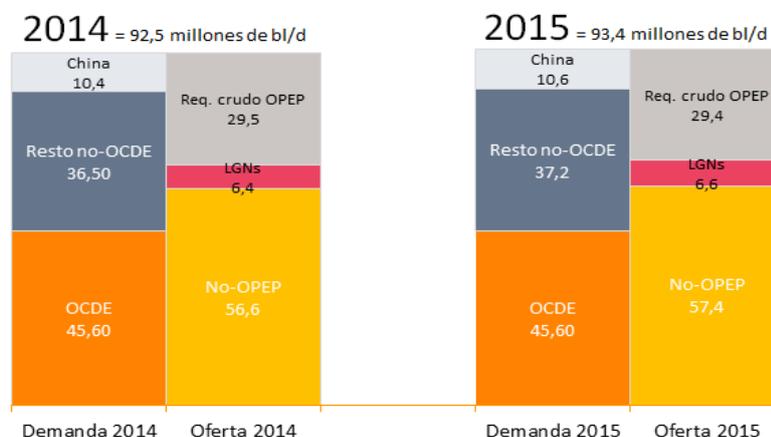
*Estas cifras no fueron actualizadas por el FMI en el update del WEO enero 2015

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



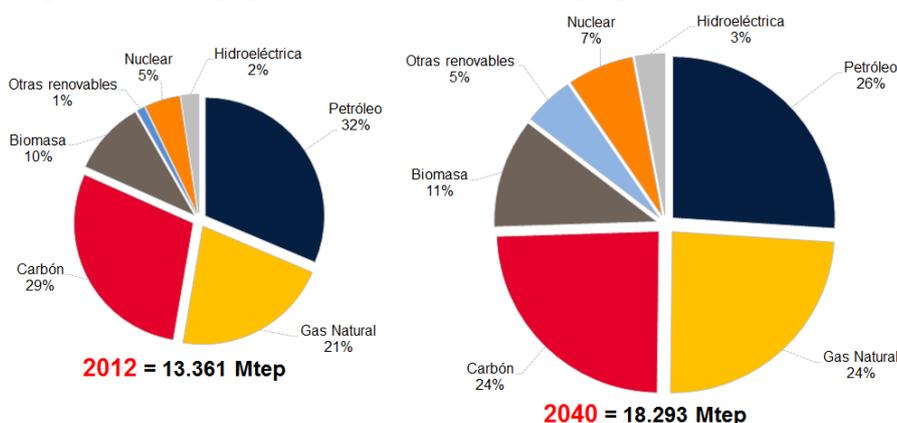
Fuente: AIE y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

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.

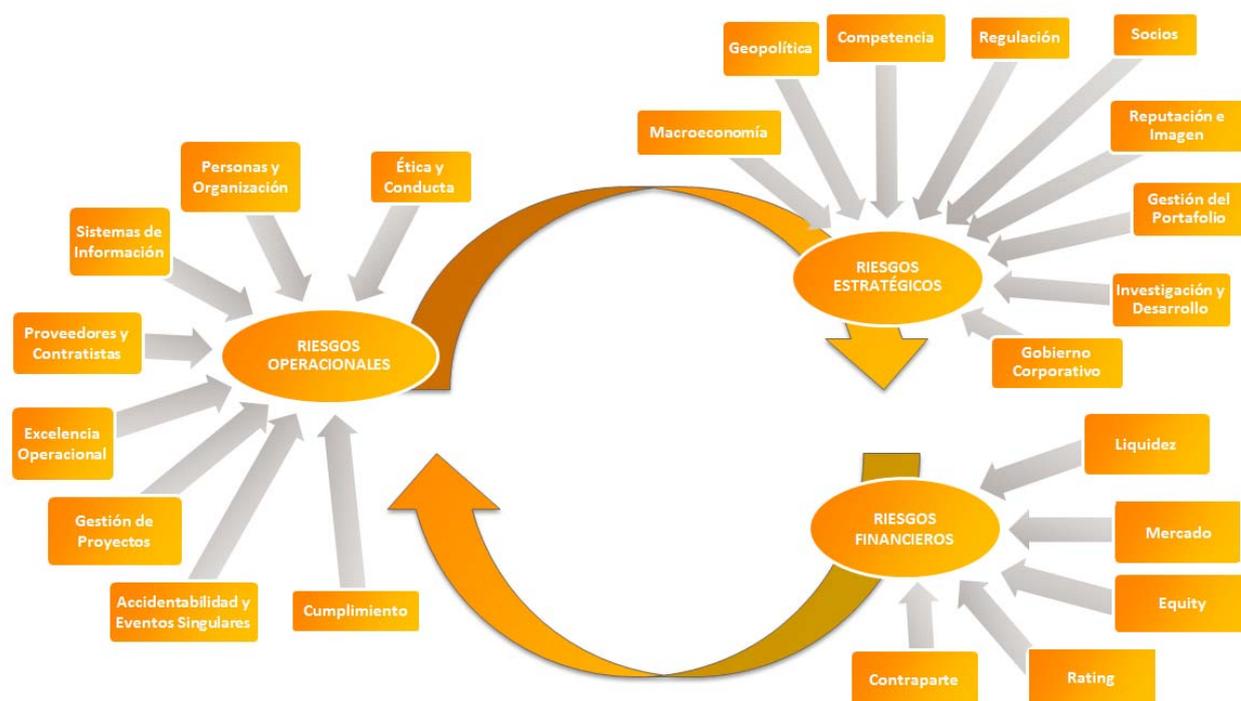
8. GESTIÓN DEL RIESGO

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.