



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

INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO
CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE SEIS MESES
TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2013

REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL

ÍNDICE

I.	INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA	3
1.1)	ENTORNO MACROECONÓMICO	3
1.2)	RESULTADOS Y HECHOS DESTACABLES DEL PERIODO	4
	Resultado de explotación por áreas de negocio	5
	Resultado financiero	9
	Impuesto sobre beneficios.....	10
	Resultado de operaciones interrumpidas.....	10
	Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.	10
1.3)	SITUACIÓN FINANCIERA.....	11
1.4)	RETRIBUCIÓN DEL ACCIONISTA	13
1.5)	FACTORES DE RIESGO	13
II.	ÁREAS CORPORATIVAS.....	19
2.1)	GESTIÓN DE PERSONAS	19
2.2)	ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO.....	19

I. INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

1.1) ENTORNO MACROECONÓMICO

La economía global avanza en su conjunto a una tasa modesta del 3% en un entorno de creciente recuperación de la confianza y mayor estabilidad financiera. Reflejo de esto, el índice Morgan Stanley Capital International (MSCI) para las bolsas mundiales aumentó un 7% entre enero y junio de 2013. Por otra parte, la ausencia de presiones inflacionistas significativas ha permitido a los bancos centrales de las principales divisas internacionales mantener unas políticas monetarias laxas, incentivadoras del consumo y la inversión.

Las decisiones adoptadas en EE.UU. en materia fiscal a finales de 2012 han contribuido a despejar incertidumbres y favorecer el repunte de la actividad, compensando la reducción del gasto público. La recuperación del sector inmobiliario y del empleo permiten ser optimistas sobre las perspectivas económicas de la economía norteamericana. El FMI estima que la principal economía del mundo crecerá al 1,7% en 2013 y al 2,7% en 2014.

En contraste con las tensiones experimentadas en momentos puntuales del pasado reciente, en el primer semestre de 2013 los riesgos a la estabilidad financiera global se han reducido notablemente. Más aún, los riesgos sistémicos, capaces de entrañar las consecuencias más graves, parecen haberse equilibrado beneficiando a los mercados financieros y reduciendo los tipos a corto plazo a mínimos históricos. Sólo el debate dentro de la Reserva Federal de EE.UU. sobre el momento oportuno para la normalización de su política monetaria ha provocado en varios países el repunte de los tipos de interés a más largo plazo desde finales de mayo.

En la zona euro, las políticas de ajuste fiscal preceptivas bajo la normativa comunitaria sobre déficit excesivos han pesado negativamente sobre la demanda interna, provocando en el primer trimestre de 2013 la contracción más aguda de la presente recesión en un 1,1% interanual del PIB real. Para 2014 la relajación de los objetivos fiscales en algunos países supondrá una mejora en las perspectivas de crecimiento. Además, el número de reformas adoptadas a nivel nacional y europeo es notable y está permitiendo observar importantes mejoras en la competitividad-precio en la Zona Euro. Buen ejemplo de ello es la evolución de la cuenta corriente de España, que el FMI estima pase de restar un 1% del PIB en 2012 a sumar un 1,1% del PIB a finales de 2013.

El FMI prevé que el PIB real de la zona euro se contraiga en 2013 un 0,6%, igual que en 2012, para salir de la recesión con un crecimiento del 0,9% el próximo año. El excesivo endeudamiento, la infracapitalización del sistema financiero y el desempleo estructural, representan los lastres más importantes del crecimiento europeo.

La debilidad del crecimiento en las economías avanzadas ha provocado que también se moderen las tasas de crecimiento en la mayoría de las economías en desarrollo. Adicionalmente el crecimiento en China está siendo menor de lo esperado, un 7,5% en el segundo trimestre de 2013, arrojando dudas sobre la segunda economía del mundo y su capacidad de actuar como motor del crecimiento global. Brasil y Argentina han moderado el crecimiento de Latinoamérica hasta el 3% en 2012 y 2013 y África, como una de las regiones que más rápido crecen del mundo, mantendrá un crecimiento en 2013 ligeramente por encima del 3,1%.

Las presiones inflacionistas se han moderado especialmente en las economías avanzadas y en la mayoría de las economías en vías de desarrollo. La inflación está siendo más persistente en economías emergentes de fuerte crecimiento como Brasil, India, Sudáfrica o Indonesia dónde los precios evidencian problemas estructurales en la trayectoria de su desarrollo. Aunque esto permite a los bancos centrales mantener políticas acomodaticias para apoyar la recuperación económica también introduce un factor de volatilidad añadido, en la medida que los mercados tratan de adelantarse al final de dichas políticas.

En lo que respecta al mercado energético, las fluctuaciones que han registrado los precios del petróleo a lo largo de este año han estado estrechamente vinculadas al devenir de la salud económica mundial. La evolución del precio ha sido alcista durante los primeros dos meses del año y bajista a partir de entonces, tendencia que han seguido en mayor o menor medida el resto de materias primas. El precio medio del crudo Brent durante el primer semestre de 2013 se situó en de los 107,5 dólares por barril, mientras que el WTI promedió 94,2 dólares por barril en el mismo periodo. Durante la primera mitad del año, la media del diferencial entre ambos marcadores internacionales se situó en los 13,3 dólares, y la tendencia ha sido a reducirse. Este año el diferencial ha pasado de más de 20 dólares de finales de enero a menos de 5 dólares de finales de junio, cifra que no se registraba desde diciembre de 2010. Este descenso tan significativo del diferencial ha venido provocado por la mejora de la infraestructura de refino y transporte de petróleo que ha ayudado a descongestionar el hub petrolero de Cushing, Oklahoma, en la región central de EE.UU.

1.2) RESULTADOS Y HECHOS DESTACABLES DEL PERIODO

Importes en millones de euros

	Junio 2013	Junio 2012	Variación %
Upstream	1.161	1.144	1,5
Downstream	79	277	(71,5)
GNL	481	237	103,0
Gas Natural Fenosa Corporación	464 (194)	475 (167)	(2,3) (16,2)
Resultado de explotación	1.991	1.966	1,3
Resultado financiero	(385)	(433)	11,1
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	74	66	12,1
Resultado antes de impuestos	1.680	1.599	5,1
Impuesto sobre beneficios	(717)	(674)	(6,4)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	963	925	4,1
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(18)	(22)	18,2
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas	945	903	4,6
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	(44)	242	(118,2)
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	0	(109)	100,0
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	(44)	133	(133,1)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	901	1.036	(13,0)

El resultado de explotación correspondiente al primer semestre de 2013 ha ascendido a 1.991 millones de euros, un 1,3% superior al del mismo periodo de 2012, que fue 1.966 millones de euros. Esta mejora se explica fundamentalmente por la positiva evolución de

resultados en los negocios de Upstream y GNL. En el Upstream hay que destacar el mayor volumen de producción como consecuencia de la puesta en marcha de cinco de los diez proyectos clave del Plan Estratégico y los menores costes de exploración, mientras que en el GNL la mejora de los resultados se explica por los mayores márgenes de comercialización en el negocio de GNL en Norteamérica. Estos buenos resultados se han visto parcialmente compensados por la evolución de los negocios del Downstream, fundamentalmente en España, cuyos resultados se han visto negativamente afectados por las dificultades del entorno: los precios del crudo y de los productos petrolíferos han tenido un impacto negativo en el valor de los inventarios y la crisis económica ha reducido los volúmenes de ventas y los márgenes en el negocio de estaciones de servicio en España.

En cualquier caso, ha mejorado el EBITDA por operaciones continuadas, que alcanzó 3.376 millones de euros en el primer semestre de 2013, frente a los 3.331 millones de euros del primer semestre de 2012.

El resultado de Repsol atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas en el primer semestre de 2013 ascendió a 945 millones de euros, un 4,6% superior al registrado en el mismo periodo de 2012.

El resultado total atribuido a la sociedad dominante en el primer semestre de 2013 ascendió a 901 millones de euros, frente a los 1.036 del primer semestre de 2012, que incluía los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF e YPF Gas y las sociedades de su grupo.

Las principales variaciones en los resultados durante el primer semestre del 2013, comparado con el mismo período del año anterior, se exponen a continuación:

Resultado de explotación por áreas de negocio

Upstream

El resultado de explotación en el primer semestre de 2013 ascendió a 1.161 millones de euros, lo que representa un incremento del 1,5% frente al primer semestre de 2012, debido a un mayor volumen de producción con la puesta en marcha de cinco de los diez proyectos clave del Plan Estratégico, mejores precios de realización del gas y menores costes de exploración. Estos resultados han podido compensar un volumen inferior de ventas en Libia así como los mayores costes asociados a los nuevos proyectos.

A continuación se detallan las principales magnitudes operativas:

COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012	% Variación 13/12
Brent (\$/Bbl)	107,5	113,6	-5,4
WTI (\$/Bbl)	94,3	98,2	-4,0
Henry Hub (\$/MBtu)	3,7	2,5	48,0
Tipo de cambio medio (\$/€)	1,31	1,30	0,8

PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012	% Variación 13/12
CRUDO (\$/Bbl)	90,0	90,3	-0,3
GAS (\$/Miles scf)	4,0	3,7	8,1

PRODUCCIÓN	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012	% Variación 13/12
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	150	140	7,1
PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.178	1.021	15,4
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	360	322	11,8

Bbl: Barriles
 Btu: British thermal unit
 Scf: Pies cúbicos estándar
 Scd/d: Pies cúbicos diarios
 Bep: Barriles equivalentes de petróleo
 Bep/d: Barriles equivalentes de petróleo por día

La producción en el primer semestre del año 2013 (360 miles de barriles equivalentes de petróleo por día, “Kbep/d”) ha sido un 12% superior a la del mismo período del año 2012 (322 Kbep/d), debido principalmente a la entrada en producción de nuevos activos en Rusia y en España, la puesta en marcha del proyecto de desarrollo de gas de Margarita-Huacaya en mayo 2012, el incremento de los volúmenes en Trinidad y Tobago por menores paradas de mantenimiento respecto a 2012 y por la puesta en producción de Sapinhoa, todo ello compensado parcialmente por la menor producción derivada de la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador.

En el primer semestre del año 2013 las inversiones de explotación en este negocio ascendieron a 1.151 millones de euros. La inversión en desarrollo representó el 72% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (36%), Brasil (18%), Venezuela (13%) y Trinidad y Tobago (12%). Las inversiones en exploración representaron un 20% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (42%), Brasil (15%), Noruega (9%), Rusia (6%).

Hechos destacables del periodo

El 5 de enero de 2013, se inició la explotación comercial del megacampo Sapinhoá, situado en el bloque BM-S-9 del presalino brasileño. El primer pozo productor (Guará-1) con un potencial de producción superior a 25.000 barriles/día, se conectó a la plataforma *Cidade de São Paulo*, anticipándose a la fecha prevista para su puesta en marcha. A lo largo de los próximos meses se conectarán a la plataforma nuevos pozos, con los que se prevé alcanzar una producción de 120.000 barriles de crudo al día en el primer semestre de 2014. En una segunda fase de desarrollo del campo Sapinhoá se instalará la plataforma *Cidade de Ilhabela*, con una capacidad de producción diaria de 150.000 barriles de crudo

y 6 millones de metros cúbicos de gas y cuyo inicio de operación está previsto en el segundo semestre de 2014.

El 6 de marzo de 2013 se anunció la firma de un acuerdo con la compañía rumana OMV Petrom para explorar de forma conjunta los niveles profundos en cuatro bloques en Rumanía. Los bloques están ubicados en la parte frontal de las fajas plegadas de los Cárpatos. La participación de Repsol en este proyecto es del 49%.

El 7 de marzo de 2013, se anunció el inicio de la producción en el campo Syskonsyninskoye (SK) en Rusia con una producción 100% inicial diaria de 855.000 metros cúbicos de gas (5.350 barriles equivalentes de petróleo al día). La producción 100% diaria actual es del orden de 1.450.000 metros cúbicos de gas (9.100 barriles equivalentes de petróleo al día). El desarrollo del campo en curso, contempla un total de 11 pozos productores para principios de 2014. La puesta en marcha de este campo es el primer proyecto de producción que realizan conjuntamente Repsol y Alliance Oil desde la creación de su *joint venture* para la exploración y producción de hidrocarburos en Rusia.

El 23 de abril de 2013, Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo a diferentes profundidades con los tres pozos perforados en la campaña exploratoria 2012-2013 en Alaska. Los pozos denominados Qugruk 1 (Q-1) y Qugruk 6 (Q-6), mostraron hidrocarburos en dos niveles con resultados alentadores en las pruebas de producción, mientras que en el pozo Qugruk 3 (Q-3) se encontraron hidrocarburos en múltiples niveles. Los trabajos de evaluación y exploración continuarán durante el invierno de 2013-2014 ya que las actividades de exploración en esta zona sólo se pueden realizar durante cuatro meses al año, cuando el terreno está congelado. Repsol es con una participación del 70%, la compañía operadora del consorcio descubridor.

El 14 de mayo de 2013, Repsol firmó un contrato PSC (Production Sharing Contract) con el Gobierno de Guyana para la exploración del bloque *offshore* denominado Kanuku. Dicho bloque tiene una extensión de 6.525 km² y se localiza en la costa de Guyana, a unos 160 kilómetros de la desembocadura del río Berbice.

El 12 de junio de 2013 el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega anunció el otorgamiento a Repsol de cuatro licencias exploratorias en la Ronda 22. Dos de ellas se sitúan en el mar de Barents y otras dos en el mar de Noruega. Repsol será la compañía operadora en dos de estas licencias.

En junio finalizó la perforación del sondeo exploratorio Sagitario en el bloque BM-S-50 en las aguas profundas de la cuenca de Santos en Brasil. La compañía IHS lo incluyó en su lista de los diez mayores descubrimientos mundiales realizados en el primer semestre de 2013. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 20% en este bloque operado por Petrobrás.

Downstream

El resultado de explotación en el primer semestre de 2013 fue de 79 millones de euros, lo que supone una reducción de un 71% frente a los 277 millones de euros del mismo período de 2012. Los factores más destacables de estos resultados son el impacto negativo de la evolución de los precios del crudo y de los productos petrolíferos sobre los inventarios, así como los menores márgenes y volúmenes en las estaciones de servicio de España como consecuencia de la crisis económica. Esta disminución se ha visto parcialmente compensada por el incremento de los volúmenes destilados y por la mejora

en los márgenes de refino, tras la puesta en marcha de las ampliaciones de las refinerías de Cartagena y Bilbao, lo que ha permitido un aumento en la optimización de la producción. Adicionalmente, ha contribuido de forma positiva la mejora de los márgenes en GLP.

A continuación se detallan las principales magnitudes operativas:

	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2012	% Variación 13/12
Crudo Procesado (millones de toneladas)	19,3	16,7	15,6
Ventas de productos petrolíferos (miles de toneladas)	21.290	19.977	6,6
Ventas de productos petroquímicos (miles de toneladas)	1.197	1.134	5,6
Venta de GLP (miles de toneladas)	1.273	1.388	-8,3

Las inversiones de explotación en el área de *Downstream* en el primer semestre de 2013 ascendieron a 220 millones de euros frente a 295 millones de euros del mismo periodo del ejercicio anterior.

Hechos destacables del periodo

El 3 de abril de 2013, se inauguró la nueva Unidad de Reducción de Fueloil de la refinería de Petronor, en cuya puesta en marcha, incluyendo programas medioambientales, se han invertido 1.006 millones de euros. Tras la ampliación, Petronor cuenta con una capacidad máxima de procesamiento de 11 millones de toneladas de crudo al año, una de las mayores de España. La refinería elimina la producción de fueloil y aumenta la de las materias más demandadas por el mercado.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013 de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que asume las funciones de supervisión y control de los mercados regulados. Entre otros asuntos, como novedad, asimila el sector de los hidrocarburos líquidos a los sectores ya sujetos con anterioridad a un régimen de control, incluyendo en su alcance a las sociedades que desarrollan las actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos o bien sean titulares de dichos activos, que también adquieren la condición de activos estratégicos.

Igualmente, durante el periodo, se han publicado el RD-Ley 4/2013 con fecha 23 de febrero, de medidas de apoyo al emprendedor y estímulo del crecimiento de la creación de empleo, que recoge una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con el objeto de incrementar la competencia efectiva en el sector, y la Orden IET/463/2013 con fecha 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 (véase Nota 2 “Bases de Presentación – Marco Regulatorio” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013).

GNL

El resultado de explotación en el primer semestre de 2013 ascendió a 481 millones de euros, un 103% superior al del mismo período de 2012. El incremento es debido principalmente a los mayores márgenes de comercialización en Norteamérica, actividad que tras la venta de los activos de GNL a Shell permanecerá en el Grupo Repsol, y a los mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL.

El volumen de GNL comercializado en el primer semestre de 2013 ascendió a 230 Tbtu (Tera British thermal unit) lo que supone un aumento del 14% sobre el volumen comercializado en el mismo periodo de 2012.

Las inversiones de explotación del primer semestre en el área de GNL han ascendido a 11 millones de euros. En 2012 las inversiones alcanzaron los 17 millones de euros.

Hechos destacables del periodo

El 26 de febrero de 2013 Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de activos y negocios de GNL. Para más información en relación con este acuerdo (véase la Nota 12 “Otra Información” de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013).

Gas Natural Fenosa

El resultado de explotación del primer semestre del año 2013 ha sido de 464 millones de euros, frente a los 475 millones de euros del mismo periodo del año anterior. El resultado disminuye debido principalmente a la menor aportación de Unión Fenosa Gas y los peores resultados del negocio eléctrico en España, que se compensa en parte con los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas.

Las inversiones de explotación acumuladas durante el semestre han sido 178 millones de euros, destinadas fundamentalmente a las actividades de distribución de gas y electricidad, tanto en España como en Latinoamérica.

Corporación

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2013 se registró un resultado negativo de 194 millones de euros, frente a los 167 millones de euros de gasto neto de 2012.

Resultado financiero

El resultado financiero del primer semestre de 2013 ha ascendido a 385 millones de euros de gasto, lo que representa una disminución del gasto neto en un 11% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, destacando la plusvalía derivada de la Oferta de Recompra de las participaciones preferentes, parcialmente compensado por los resultados por diferencias de cambio asociadas, principalmente, a las posiciones euro/dólar.

Impuesto sobre beneficios

El tipo impositivo efectivo para el primer semestre de 2013 aplicable al resultado de las operaciones continuadas se ha estimado en un 45%, que resulta superior al estimado para el mismo período del año anterior (44%) debido principalmente al aumento del resultado en negocios con una carga fiscal elevada como los del Upstream y la disminución del resultado de los negocios de Downstream, gravados fiscalmente a tipos inferiores.

Resultado de operaciones interrumpidas

El resultado de operaciones interrumpidas ha ascendido a 44 millones de euros negativos en el primer semestre de 2013 frente a los 133 millones de euros positivos en el primer semestre de 2012.

En este resultado se incluye el de los negocios antes controlados de YPF e YPF Gas y los gastos relacionados con el proceso expropiatorio. En 2013 recoge fundamentalmente gastos relacionados con los indicados activos, entre los que destaca una provisión de 65 millones de dólares que refleja el acuerdo para el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra Repsol, entre otros (véase Nota 9 *Contingencias y Garantías* de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013). En 2012, en este epígrafe se recogía el impacto en la cuenta de resultados derivado de la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación de YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo además de los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedente de la consolidación de sus operaciones.

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Las principales actualizaciones en relación con el proceso expropiatorio, así como los efectos contables, que han tenido lugar en el primer semestre del ejercicio 2013, se describen en detalle en los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013. No obstante, esta información debe ser leída de manera conjunta con el apartado “*Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.*” que se incluyen en el Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2012, así como con la Nota 5 de las cuentas anuales correspondientes a dicho ejercicio.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Durante el primer semestre del ejercicio 2013, Repsol ha continuado con los procedimientos iniciados ante el tribunal arbitral del CIADI y los tribunales argentinos, españoles y del estado de Nueva York. Por lo que se refiere a la acción legal ante el tribunal arbitral del CIADI ya se ha constituido el tribunal que analizará la demanda planteada por Repsol, con el nombramiento del presidente así como de los árbitros propuestos por cada una de las partes. Adicionalmente, el Juzgado de lo Mercantil Nº1 de

Madrid ha desestimado el recurso presentado por YPF y se ha declarado competente para juzgar la demanda presentada por Repsol.

Repsol confía en que una violación tan flagrante de los más elementales principios de seguridad jurídica y de respeto a la actividad empresarial realizada de buena fe no será ignorada por la comunidad inversora internacional y obtendrá la respuesta adecuada de los tribunales de justicia y de los órganos de resolución de disputas internacionales.

1.3) SITUACIÓN FINANCIERA

La deuda financiera neta del Grupo Consolidado al final del primer semestre 2013 fue de 7.856 millones de euros, frente a 8.938 millones de euros al cierre de 2012. Considerando las participaciones preferentes, la deuda financiera neta a 30 de junio de 2013 se situó en 10.754 millones de euros, frente a 12.120 millones del periodo anterior.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir sin tener en cuenta la deuda financiera correspondiente a dicha sociedad, se situó en 3.442 millones de euros, frente a los 4.432 millones de euros del periodo anterior.

El ratio de la deuda financiera neta sobre capital empleado al final del primer semestre 2013 para el Grupo Consolidado se situó en un 19,6%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes este ratio se sitúa en 26,9%. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, estos ratios serían de 23% y 31,6%, respectivamente.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio de 2013 para el Grupo Consolidado ex Gas natural se ha situado en el 9,8%. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, este ratio sería 11,8%.

El EBITDA generado en el periodo, 3.376 millones de euros, ha permitido cubrir el desembolso de las inversiones, el incremento del fondo de maniobra, los impuestos pagados y los intereses del periodo.

Participaciones preferentes

A 31 de diciembre de 2012, el Grupo mantenía participaciones preferentes por importe de 3.182 millones de euros, correspondientes a las emitidas en mayo y diciembre de 2001 por Repsol International Capital Ltd., y a las emitidas en mayo de 2003 por el grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services Ltd.

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., 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.

El periodo de aceptación de la Oferta de Recompra finalizó el 25 de junio de 2013 con un 97,21% de aceptación en conjunto (Serie B 97,02% y Serie C 97,31%). El importe total que Repsol International Capital, Ltd ha abonado el 1 de julio a los aceptantes de la Oferta de Recompra ha sido de 2.843 millones de euros en efectivo, de los cuales, 1.458 millones de euros se han aplicado a la suscripción de las obligaciones de Repsol que han sido admitidas a negociación en el mercado AIAF de Renta Fija el 2 de julio de 2013.

Por otra parte, el Consejo de Administración de Gas Natural autorizó el 16 de abril de 2013 la realización de una oferta de compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC, y que el 20 de mayo supuso un pago único por importe de 162 millones de euros (para el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) a los aceptantes de dicha oferta (88,56% del importe nominal total de la emisión).

Para mayor información (véase el apartado *Participaciones Preferentes* de la Nota 5 de los estados financieros intermedios consolidados correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2013).

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Entre las operaciones realizadas con acciones propias del periodo destaca la adquisición el pasado 4 de marzo de 2013 por parte de la compañía de inversión de Singapur Temasek de 64,7 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera representativas del 5,045% del capital, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros.

Otras operaciones de financiación

Las principales operaciones de financiación realizadas en el periodo han sido las siguientes:

- El 28 de mayo de 2013 Repsol International Finance, B.V. (RIF), emitió bonos por importe de 1.200 millones de euros, a 7 años, con un cupón anual del 2,625% admitidos a cotización en la bolsa de Luxemburgo. Adicionalmente durante el primer semestre, RIF realizó emisiones de Euro Commercial Paper (ECP) por importe de 760 millones de euros y 131 millones de dólares.
- En mayo de 2013 el Banco Europeo de Inversiones (BEI) financió con 200 millones de euros el programa de investigación y desarrollo de Repsol. La duración de dicho préstamo es 10 años, siendo los 3 primeros de carencia y devengando un interés del Euribor a 3 meses más un diferencial del 1,402%.
- También durante el primer semestre Gas Natural Fenosa cerró tres emisiones en los mercados de capitales; una en enero por importe de 180 millones de euros a diez años y un cupón anual del 3,875%, otra también en enero 75 millones de francos suizos de vencimiento en febrero de 2019 y cupón anual del 2,125%, y la dos emisiones más en abril por importes de 225 y 90 millones de euros de vencimientos en abril de 2022 y 2017, y unos cupones anual del 3,875%, y 2,310%. Adicionalmente, Gas Natural Fenosa ha realizado emisiones de ECP por importe de 362 millones de euros. Los importes indicados reflejan el % de participación de Repsol en dicho grupo.

Calificación crediticia

Actualmente, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

<u>PLAZO</u>	<u>STANDARD & POOR'S</u>	<u>MOODY'S</u>	<u>FITCH RATINGS</u>
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto.....	A-3	P-3	F-3
Perspectiva.....	Estable	Estable	Estable
Fecha de la última revisión.....	22 de junio de 2012	1 de marzo de 2013	31 de enero de 2013

1.4) RETRIBUCIÓN DEL ACCIONISTA

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 del 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 sociedad.

En la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, Repsol, S.A adquirió 389.278.581 derechos de asignación gratuita a los accionistas que aceptaron el compromiso irrevocable de compra a un precio fijo garantizado de 0,473 euros brutos por derecho, lo que supuso un desembolso de 184 millones de euros. Adicionalmente se destinaron a retribuir a los accionistas otros 410 millones de euros en acciones correspondientes a las 26.269.701 acciones nuevas emitidas en la ejecución de la ampliación de capital.

En el mes de junio de 2013 Repsol ha pagado un dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por cada acción en circulación con derechos a retribución, por importe de 51 millones de euros.

Adicionalmente y al amparo del programa “Repsol Dividendo Flexible”, en la ampliación de capital liberada cerrada en julio de 2013, Repsol, S.A adquirió 521.556.172 derechos de asignación gratuita a los accionistas que aceptaron el compromiso irrevocable de compra a un precio fijo garantizado de 0,445 euros brutos por derecho, lo que ha supuesto un desembolso de 232 millones de euros en el mes de julio. Por otro lado, se destinaron a retribuir a los accionistas otros 339 millones de euros en acciones correspondientes a las 20.023.479 acciones nuevas emitidas en la ejecución de la ampliación de capital.

1.5) 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 negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en los negocios, los resultados o la situación financiera de Repsol.

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

Los riesgos a los que se enfrenta el Grupo en el semestre restante del ejercicio 2013, son los que se detallan en el informe de gestión que acompañan a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2012. Por tal motivo esta información debe ser leída de manera conjunta con la descripción de los factores de riesgo que se incluyen en el Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2012, así como con la Nota 21 “*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las cuentas anuales correspondientes a dicho ejercicio.

A continuación se muestran de forma resumida los riesgos ya existentes a 31 de diciembre de 2012 que continúan siendo riesgos para el semestre restante del ejercicio 2013.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Incertidumbre en el contexto económico actual

A pesar de la política monetaria sumamente acomodaticia que el Banco Central Europeo (BCE) mantiene, las condiciones financieras dentro de la zona euro distan de ser laxas o estables. Aunque el BCE ha demostrado ser clave en la estabilización del sistema financiero, su capacidad para sanear y reestructurar la banca europea resulta limitada en ausencia de una auténtica Unión Bancaria Europea.

Las tasas de mora de la banca se mantienen elevadas y podrían empeorar debido a la duración de la recesión, lo que dificulta la recuperación de la confianza en el conjunto del sistema financiero. Las entidades financieras restringen la disponibilidad de crédito, salvo a los clientes de mayor calidad crediticia, obligadas a elevar sus ratios de capital y liquidez por parte de los reguladores y de los mercados.

Así mismo la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas.

Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios.

Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda, debido a factores ajenos al control de Repsol

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

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.

Regulación y marco 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. Por norma general, los titulares de licencias de producción de hidrocarburos están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios.

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.

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

Repsol está sujeta a una gran variedad de legislación y 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. Repsol continúa trabajando en la mejora de la Eficiencia energética y reducción de emisiones de efecto invernadero en sus instalaciones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o a tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

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, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos.

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.

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.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para el cálculo de las 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). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía.

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.

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

La compañía mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía 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 la compañía 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, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo, para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo, que entrañan diversos riesgos, (i) que los precios fijados sean superiores a los de venta que se podrían obtener en otros mercados, (ii) que las contrapartes incumplan, en cuyo caso, sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos, y (iii) que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas probadas están vinculados algunos contratos, lo que implicaría que Repsol no sería capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

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.

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.

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF, S.A. YPF Gas, S.A.

El principal riesgo para el Grupo Repsol derivado de la expropiación de las acciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A., y otras medidas ilícitas del Gobierno argentino relacionadas con la expropiación, radica en la incertidumbre asociada al resultado de todo procedimiento judicial o arbitral relacionado con la restitución de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. propiedad de Repsol sujetas a expropiación y/o el importe final de la compensación que el Estado argentino debe pagar a Repsol por la apropiación del control de ambas empresas y otros daños y perjuicios causados a Repsol, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo. Repsol se ha visto obligado a reclamar sus derechos contra el Estado argentino ante los tribunales argentinos y de otras jurisdicciones, entre ellas ante la jurisdicción del Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) mediante la iniciación de un procedimiento arbitral. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables, tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados y otros derechos afectados, podría generar cambios positivos o negativos en el importe por el que se han registrado las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y, por tanto, tener un efecto en los estados financieros del Grupo. No obstante, es preciso tener presentes los riesgos e incertidumbres inherentes al ejercicio de toda valoración, inevitables como consecuencia de la necesidad de realizar a efectos contables estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. En la medida en que el precio o indemnización por acción de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sea menor, mayor será el impacto negativo que podría producirse en los resultados o en la situación financiera de Repsol. No obstante, Repsol no puede anticipar todas las consecuencias, incertidumbres y riesgos, ni cuantificar totalmente el impacto futuro que la expropiación y medidas relacionadas podría suponer en el negocio, la situación financiera y los resultados del Grupo Repsol.

RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

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.

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 que se miden y controlan por cliente o tercero individual. 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.

Riesgos de mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Repsol está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol tiene actividad. Repsol también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras.

Riesgo de precio de 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.

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.

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.

II. ÁREAS CORPORATIVAS

2.1) GESTIÓN DE PERSONAS

A finales de junio de 2013, la plantilla total de Repsol ascendía a 30.656 empleados, distribuidos en más de 30 países, concentrándose principalmente en España, que representan el 74% del total. Desde el punto de vista del empleo, destaca asimismo la presencia en países como Perú, Portugal, Ecuador, EEUU, Trinidad y Tobago, Venezuela, Bolivia, Brasil y Libia entre otros.

Por áreas de negocio, el 13% de los empleados se concentra en el área de Upstream, el 1% en GNL, el 63% en Downstream, el 15% en Gas Natural Fenosa y el 8% en Centro Corporativo.

2.2) ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

Repsol ha alcanzado su objetivo estratégico de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Habiendo verificado 442.843 t/CO₂ en acciones de reducción en el año 2012, se confirma en el primer semestre de 2013 el cumplimiento del objetivo de reducción de 2.500.000 t/CO₂ en el periodo 2006-2013, con un año de antelación. Este logro es fruto del compromiso de toda la organización con la mejora de la eficiencia energética y la reducción de emisiones de GEI. No obstante y a pesar del éxito conseguido, Repsol continúa avanzando en su compromiso con la reducción de emisiones de GEI.

Repsol sigue cumpliendo con los objetivos propuestos dentro del capítulo de ahorro y eficiencia energética. Tras la certificación de las refinerías de Coruña y Puertollano y continuando con nuestro plan de implantación de sistemas de gestión de la energía bajo el estándar internacional ISO 50001, en el primer semestre se ha certificado la refinería de Tarragona y las plantas de Polietileno de Baja Densidad (PEBD) y Etilvinilacetato (EVA) de Química Puertollano. Estos Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) permiten disminuir el consumo energético, gracias a la incorporación de todas las actividades relacionadas con la gestión energética en un ciclo de mejora continua.