



DOCUMENTO DE REGISTRO

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

Abril 2016

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

ÍNDICE

	Pág.
I. FACTORES DE RIESGO.....	1
II. DOCUMENTO DE REGISTRO	13
A. TABLA DE EQUIVALENCIA.....	14
B. ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004.....	31
1. PERSONAS RESPONSABLES.....	31
1.1 Identificación de las personas responsables	31
1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el documento de registro.....	31
2. AUDITORES DE CUENTAS	31
2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas	31
2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas.....	31
3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA	32
3.1 Información financiera histórica seleccionada	32
3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios	34
4. FACTORES DE RIESGO.....	34
5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR.....	34
5.1 Historia y evolución del emisor	34
5.2 Inversiones	36
5.3 Desinversiones.....	42
6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	43
6.1 Actividades principales.....	43
6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.	44
6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.....	44
6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor	44
7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	44
7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor	44
8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO.....	45
8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.....	45
9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO	45
9.2 Resultados de explotación.....	45
10. RECURSOS FINANCIEROS.....	46
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo.....	46
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería.....	48
10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.....	49
10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.....	49
12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS	49
12.1 Tendencias recientes más significativas desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro.....	49
12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, al menos para el ejercicio actual	50
13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS	50
13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.....	50
13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.	50
13.3 Previsión o estimación de los beneficios.....	50
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.....	50

14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.....	51
14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo.	51
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos.....	60
15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS	65
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales.....	65
15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.	66
16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN.....	66
16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.....	66
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.	66
16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno.	67
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.....	68
17. EMPLEADOS	69
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones.....	69
18. ACCIONISTAS PRINCIPALES.....	70
18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.	70
18.3 El control del emisor.....	70
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.	71
19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS	71
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.....	72
20.2 Información financiera pro-forma.....	72
20.3 Estados financieros	72
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual	72
20.5 Edad de la información financiera más reciente.....	73
20.6 Información intermedia y demás información financiera.....	73
20.7 Política de dividendos	73
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje.....	74
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.....	75
21. INFORMACIÓN ADICIONAL	75
21.1 Capital social	75
21.2 Estatutos y escritura de constitución	78
22. CONTRATOS RELEVANTES	83
23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.....	83
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos.....	83
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos	83
24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA.....	84
25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES	85

- C. **CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2015.**
- D. **CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2014.**
- E. **INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 (INFORMACIÓN NO AUDITADA).**

I. FACTORES DE RIESGO

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

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

1. FACTORES DE RIESGO ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES DEL GRUPO REPSOL

Incertidumbre en el contexto económico actual

El crecimiento económico mundial continuará siendo débil. Según las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI WEO abril 2016), se estima que el crecimiento mundial en 2015 se sitúe en el 3,1%, siendo inferior al 3,4% registrado en 2014, no obstante el FMI prevé una recuperación del crecimiento en 2016, hasta tasas del 3,2%. Si bien las economías avanzadas están experimentando una estabilidad en su crecimiento, éste aún es moderado, mientras que las economías emergentes sufren aún las consecuencias de la disminución de los precios de las materias primas, los efectos transversales de la desaceleración económica de China y la normalización de la política monetaria en los EE.UU. Estos factores, a su vez, sostienen el riesgo de una baja inflación durante un prolongado periodo de tiempo.

Desde el punto de vista financiero, los riesgos sobre la economía mundial se centran principalmente en China y en el antagonismo entre las políticas económicas de los principales bancos centrales. Desde junio del 2015, el riesgo de una desaceleración más aguda en China y una posible mayor depreciación de su moneda ha aumentado, lo que ha incrementado la inestabilidad de los mercados financieros globales. Por otra parte, mientras que la Reserva Federal (FED) ha iniciado el proceso de normalización de su política monetaria, tanto el Banco Central Europeo (BCE) como el Banco de Japón (BoJ) continúan con una política monetaria expansiva. Esta divergencia de políticas monetarias por un lado impulsa la apreciación del dólar, poniendo en riesgo la solvencia de muchos gobiernos y empresas endeudadas en dicha divisa y, por otro lado, el hecho de que el euro y el yen tengan curvas de tipos de interés negativas afecta al margen de intermediación de la banca, que ya de por sí se encuentra en una posición delicada por el aumento de los créditos dudosos, en algunos casos relacionados con la exposición al sector energético y de materias primas.

Más allá de los riesgos geopolíticos, la amenaza de actos terroristas, como los acaecidos en París y en Bélgica, y la crisis de refugiados, preocupa el impacto que podría tener en los mercados la inestabilidad política en Europa. La falta de acuerdo que permita la elección de un Gobierno en España y el referéndum de Reino Unido para salir de la Unión Europea que se celebrará en junio de 2016 son dos temas relevantes que representan un factor de riesgo para la economía.

En el periodo transcurrido de 2016 persiste la situación de sobreabastecimiento del mercado del petróleo que ha presionado a la baja los precios del crudo desde la segunda mitad de 2014. Este entorno de precios bajos ha dado un impulso a la demanda y, a su vez, ha frenado el crecimiento de la oferta no-OPEP a lo largo de 2015. Sin embargo, el desbalance del mercado del petróleo persiste debido a que la oferta de algunos países no-OPEP ha resistido mejor de lo esperado en este contexto de precios y, sobre todo, a que la producción de la OPEP (*Organización de Países Exportadores de Petróleo*) ha despuntado en el 2015 y en el periodo transcurrido de 2016. El cartel ha estado

produciendo por encima de las necesidades del mercado desde principios de 2015, contrarrestando todos los ajustes de la demanda y de la oferta no-OPEP.

Los analistas ya no descuentan recortes de producción de crudo OPEP en sus proyecciones para 2016, por lo que se espera que el ajuste del mercado venga principalmente por un crecimiento sostenido de la demanda y por correcciones importantes de la oferta no-OPEP. Los principales factores de riesgo negativos para el ajuste del mercado y, en consecuencia, para el escenario central de precios de 2016 son: (i) una demanda más contenida a la esperada, especialmente en las economías emergentes; (ii) una oferta no-OPEP más elástica a precios bajos que lo esperado; y (iii) una recuperación por encima de la esperada de la producción de Irán y Libia, o un nuevo repunte de la producción iraquí. Las recientes conversaciones entre los principales países exportadores para congelar la producción podrían ayudar a re-equilibrar el mercado antes de lo esperado.

Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos en terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podría afectar de manera adversa a la situación 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, que pueden verse alterados como consecuencia de retraso, renegociación o cancelación de proyectos. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en las actividades de *Upstream*, en materias tales 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, en *Downstream*, 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.

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, tecnologías extractivas, 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, y dada la importancia del Cambio Climático, Repsol está expuesta a posibles cambios en el entorno regulatorio relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero debidas a su actividad industrial y asociadas al uso de sus productos. Entre estos cambios regulatorios en materia de energía y clima, por ejemplo, en Europa se adoptó el paquete 2030 de energía y clima y los cambios asociados en las distintas directivas como son la Directiva de Eficiencia Energética y la reforma del ETS (*Emission Trading Scheme*). En EE.UU. se aprobó la regulación relativa al plan nacional de reducción de emisiones de metano y en Canadá se implementó la legislación climática en el Estado de Alberta.

Por último, tras la adquisición de Talisman Energy Inc. (“**Talisman**”), actualmente Repsol Oil & Gas Canada Inc., Repsol ha incrementado su actividad en hidrocarburos no convencionales. Desde un punto de vista medioambiental, la preocupación por los impactos que la exploración y explotación de este tipo de recursos puedan ocasionar podría llevar a los gobiernos y autoridades a la aprobación de nueva normativa o a la exigencia de nuevos requerimientos para su desarrollo, que podrían afectar negativamente a Repsol.

Repsol no puede predecir los cambios en las regulaciones medioambientales y de seguridad ni la interpretación sobre las mismas o si ciertas políticas se implementarán. Cualquier cambio regulatorio podría provocar un impacto negativo en las actividades, el resultado de las operaciones y la posición financiera del Grupo Repsol.

2. RIESGOS OPERATIVOS INHERENTES A LAS ACTIVIDADES DE REPSOL

Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream)—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 y suministro de proveedores, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas y su desmantelamiento. Adicionalmente, los proyectos de exploración son complejos en cuanto a su tamaño y están expuestos a retrasos en la ejecución y desviaciones en los costes inicialmente presupuestados. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas, áreas maduras y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, el Mar del Norte, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. También hay que considerar 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.

Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)

Las actividades de las áreas de Refino, Química, Trading y producción y distribución de productos derivados del petróleo y del GLP están expuestas a los riesgos inherentes a estas actividades y éstos pueden estar relacionados con las características propias de estos productos (inflamabilidad o toxicidad), su uso (incluido el de los clientes), las emisiones resultantes del proceso productivo (como los gases de efecto invernadero) y materiales y residuos utilizados (residuos peligrosos y la gestión energética y del agua), que pueden afectar a la salud de las personas, la seguridad y al medio ambiente. Los activos industriales de Repsol (refinerías, plantas regasificadoras, almacenes, puertos, ductos, barcos, camiones cisterna, estaciones de servicio...) están expuestos a accidentes tales como incendios, explosiones, fugas de productos tóxicos, así como incidentes medioambientales contaminantes a gran escala. Estos accidentes pueden causar muertes y lesiones a los empleados, contratistas, residentes de áreas colindantes y clientes, así como daños a los bienes y activos de Repsol y de terceros.

Por otra parte, las actividades del segmento *Downstream* se desarrollan en un mercado altamente competitivo. Los márgenes de refino y comercialización pueden verse afectados por una combinación de factores tales como la baja demanda por el deterioro de la situación económica de los países en los que opera, altos precios de los crudos y de otras materias primas, tendencias de los costes energéticos ligados a la producción, excesos en la capacidad de refino en Europa y la creciente competencia de productos provenientes de refinerías en Rusia, Oriente Medio, Asia Oriental y Estados Unidos con costes productivos inferiores. Los negocios comerciales compiten con operadores internacionales de la industria de hidrocarburos y con otros operadores no petroleros (cadenas de supermercados y otros operadores comerciales) para adquirir u operar Estaciones de Servicio. Las Estaciones de Servicio de Repsol compiten fundamentalmente en base al precio, servicio y disponibilidad de productos *non-oil*.

Si alguno de los riesgos mencionados se materializa, la actividad de Repsol, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica. En la Sección II.E.—“*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2015 (Información no auditada)*” incluida en el presente Documento de Registro, se incluye información sobre las reservas probadas del Grupo y su distribución por áreas geográficas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por ataques de grupos armados. 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 y no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema “*SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System*”, referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE—*Society of Petroleum Engineers*)”.

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, incluyendo cambios en los precios de los hidrocarburos, 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. La estimación de reservas probadas y no probadas de petróleo y gas también estará sujeta a correcciones tanto por errores en la aplicación de las normas publicadas como por cambio en las mismas. 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 y, por tanto, podría provocar un impacto negativo en las actividades, el resultado de las operaciones y la posición financiera del Grupo Repsol.

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, los resultados de las operaciones o la situación financiera de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida.

El 8 de mayo de 2015, Repsol completó la adquisición del 100% del capital de Talisman, sociedad canadiense dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas. Como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de la adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios.

Los resultados de Talisman en los dos últimos ejercicios han sido negativos, principalmente como consecuencia del saneamiento de sus activos y de la provisión de costes futuros, incluidos los correspondientes a sus negocios conjuntos. Por otra parte, sus negocios están sujetos a los riesgos propios de las actividades petroleras y a otros particulares, e incluso podrían existir riesgos todavía desconocidos (por ejemplo, fiscales, legales o medioambientales...). De materializarse alguno de los riesgos indicados tras la toma de control de Talisman, se podría producir un impacto negativo en las operaciones, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

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

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

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

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

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

Repsol 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, los resultados y la 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. En el caso de que Repsol no fuese capaz de anticiparse y adaptarse a estas exigencias del mercado podría producirse un impacto negativo en sus actividades, sus resultados de explotación y su situación financiera.

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

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

Las actividades de Repsol podrían verse afectadas por sanciones gubernamentales

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

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

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

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información del Grupo 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. Todo ello podría provocar un impacto negativo en sus actividades, resultados de las operaciones o posición financiera.

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

La normativa de Ética y Conducta del Grupo 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 del Grupo y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad al Grupo, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos en la mencionada normativa de Ética y Conducta. Los diversos modelos de cumplimiento y control del Grupo Repsol incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la mencionada normativa de ética y conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales al Grupo Repsol, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio.

El Grupo Repsol desarrolla sus operaciones en múltiples entornos en los que existen diversos grupos de interés, principalmente comunidades locales de las áreas de influencia de sus operaciones así como organizaciones de la sociedad civil (de ámbito local y nacional), políticas, sindicales y de consumidores, entre otras.

En caso de que los intereses de dichos colectivos se contrapongan a las actividades del Grupo y la interlocución con los mismos no genere los acuerdos necesarios, Repsol podría verse afectado por la publicación de información tendenciosa o manipulada que genere corrientes de opinión contrarias a sus actividades.

Esto podría provocar un impacto negativo en la aceptación mediática o social de las actuaciones de Repsol, lo que derivaría a su vez en una erosión de la reputación de Repsol y en la pérdida de oportunidades de negocio en la zona o en el país, con potenciales efectos adversos en el negocio y los resultados de las operaciones.

3. RIESGOS FINANCIEROS

En la Nota 16—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” y en la Nota 17—“*Operaciones con derivados*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 que se recogen en la Sección II.C. del presente Documento de Registro, se analiza la exposición a los riesgos financieros y se incluyen detalles sobre los mismos y las operaciones de cobertura.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

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

A 31 de diciembre de 2015, Repsol mantenía recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubrían el 50% de la totalidad de su deuda bruta. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 6.360 y 3.312 millones de euros a 31 de diciembre 2015 y 2014, respectivamente.

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

Riesgo de crédito

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

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 4.119 y 4.459 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2015 y 2014. 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

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

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

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de Repsol, teniendo especial relevancia el hecho de que (i) 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; y (ii) gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados, igualmente, en dólares americanos.

Adicionalmente, ha de tenerse en cuenta que (i) 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; y (ii) Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

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

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, de las apreciaciones o depreciaciones del euro frente al dólar se detalla a continuación:

VARIACIÓN DEL TIPO DE CAMBIO DEL EURO FRENTE AL DÓLAR	Apreciación(+)/depreciación(-) en el tipo de cambio	2015E ⁽¹⁾	2014E ⁽¹⁾
	(%)	(millones €)	
	+5	15	5
Efecto en el resultado después de impuestos	-5	(16)	(5)
	+5	186	72
Efecto en el patrimonio neto	-5	(205)	(79)

(1): Datos estimados.

En la Nota 16—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” y en la Nota 17—“*Operaciones con derivados*” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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 (véanse los factores de riesgo “*Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol*” y “*Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*”). Por tanto, cambios en el precio del petróleo, del gas natural o de sus derivados podrían ocasionar un impacto adverso en los negocios del Grupo Repsol, sus resultados y su situación financiera.

En particular, respecto de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, un aumento o disminución a dicha fecha del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto sobre estos las siguientes variaciones en el resultado neto:

VARIACIONES EN EL RESULTADO NETO	Aumento(+)/disminución(-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	2015E ⁽¹⁾	2014E ⁽¹⁾
	(%)	(millones €)	
	+10	(6)	(26)
Efecto en el resultado después de impuestos	-10	6	26

(1): Datos estimados.

En la Nota 17—“*Operaciones con derivados*”, de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

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

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

El cuadro siguiente detalla la sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, de la variación de los tipos de interés:

SENSIBILIDAD DEL RESULTADO NETO Y DEL PATRIMONIO	Incremento(+)/descenso(-) en el tipo de interés	2015E ⁽¹⁾	2014E ⁽¹⁾
	(puntos básicos)	(millones €)	
	+50	(10)	4
Efecto en el resultado después de impuestos	-50	10	(4)
	+50	14	61
Efecto en el patrimonio neto	-50	(14)	(65)

(1): Datos estimados.

En la Nota 16—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”, y en la Nota 17—“*Operaciones con derivados*”, de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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. Todo ello podría provocar un impacto negativo en la posición financiera del Grupo Repsol.

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

<u>PLAZO</u>	<u>STANDARD & POOR'S</u>	<u>MOODY'S</u>	<u>FITCH RATINGS</u>
Largo	BBB-	Baa2	BBB
Corto.....	A-3	P-2	F-3
Perspectiva	Negativa	Negativa	Negativa
Fecha de la última revisión.....	21 de marzo de 2016	21 de marzo de 2016	23 de marzo de 2016

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

II. DOCUMENTO DE REGISTRO

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

- A. Tabla de equivalencia;
- B. Anexo I del Reglamento 809/2004;
- C. Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2015;
- D. Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2014¹; e
- E. Información de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2015 (*Información no auditada*).

Las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2015 y 2014, han sido verificadas por el auditor externo de la Sociedad y, junto con los correspondientes informes de auditoría, han sido depositadas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la **“CNMV”**).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la *Orden EHA/3537/2005, de 10 de noviembre, por la que se desarrolla el artículo 27.4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores* (la **“Orden EHA/3537/2005”**), se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes publicados en la página web de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 24 de febrero de 2016 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2015) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

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

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

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

¹ Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información financiera de 2014 comparada con respecto a la de 2013. Esta información de 2013 ha sido re-expresada con respecto a la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013, a efectos comparativos, como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 (**“Acuerdos Conjuntos”**).

A. TABLA DE EQUIVALENCIA

De conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, la tabla que se incluye a continuación recoge la equivalencia entre (i) los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004; y (ii) las Cuentas Anuales consolidadas y los informes de Gestión (cuyos anexos II incorporan los correspondientes informes anuales de Gobierno Corporativo) consolidados de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2015 y 2014.

A lo largo de la tabla de equivalencia:

- El símbolo “(*)” significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se incluye parcialmente en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2015 y/o 2014. Esta información se complementa, modifica y/o actualiza con la información incluida en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B. del presente Documento de Registro.
- El símbolo “—” significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 no se incluye en las Cuentas Anuales consolidadas o en el Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2015 y/o 2014. Esta información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B. del presente Documento de Registro.
- El símbolo “N/A” en 2014 significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se recoge actualizada en (i) las Cuentas Anuales Consolidadas y/o en el Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015; y/o (ii) en el correspondiente epígrafe del presente Documento de Registro y, por tanto, no resulta aplicable la información recogida en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes al ejercicio 2014.

Tabla de equivalencia:

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
1. PERSONAS RESPONSABLES		
1.1 Identificación de las personas responsables	—	—
1.2 Declaración de los responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el documento de registro	—	—
2. AUDITORES DE CUENTAS		
2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas	—	—
2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas	—	—
3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA		
3.1 Información financiera histórica seleccionada	—	—
3.2 Información financiera seleccionada relativa a periodos intermedios	—	N/A

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
4. FACTORES DE RIESGO^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Informe de Gestión: apartado 8.1 “Factores de riesgo” 	N/A
5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR		
5.1 Historia y evolución del emisor		
5.1.1 <i>Nombre legal y comercial^(*)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general 	N/A
5.1.2 <i>Lugar y número de registro</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general 	N/A
5.1.3 <i>Fecha de constitución y período de actividad</i>	—	N/A
5.1.4 <i>Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social^(*)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general • Anexo IV: Marco regulatorio 	N/A
5.1.5 <i>Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor</i>	—	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
5.2 Inversiones		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Nota 6: Inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 10: Activos financieros • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1 “Principales acontecimientos del periodo” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” • Informe de Gestión: apartado 6.4 “Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)” • Informe de Gestión: Anexo I “Indicadores, magnitudes alternativas y conciliación con NIIF” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Información por segmentos • Nota 6: Fondo de comercio • Nota 7: Otro inmovilizado intangible • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 11: Activos financieros • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1.5 “Principales magnitudes e indicadores del periodo” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” • Informe de Gestión: apartado 6.4 “Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)” • Informe de Gestión: Anexo II “Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIIF adoptados por la Unión Europea”
5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” 	N/A
5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 29: Compromisos y Garantías • Informe de Gestión: apartado 7.2 “Evolución previsible de los negocios” 	N/A

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
5.3 Desinversiones ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 6: Inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 9: Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta • Nota 14: Provisiones corrientes y no corrientes • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 2.3 “<i>Plan Estratégico 2016-2020</i>” • Informe de Gestión: apartado 4.1 “<i>Resultados</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” • Informe de Gestión: Anexo I “<i>Indicadores, magnitudes alternativas y conciliación con NIIF</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4: Cambios en la composición del grupo • Nota 6: Fondo de comercio • Nota 7: Otro inmovilizado intangible • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 10: Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta • Nota 15: Provisiones corrientes y no corrientes • Nota 25: Resultado de operaciones interrumpidas • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” • Informe de Gestión: Anexo II “<i>Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIIF adoptados por la Unión Europea</i>”

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO		
6.1 Actividades principales		
6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Informe de Gestión: apartado 2.1 “Modelo de negocio” • Informe de Gestión: apartado 2.3 “Plan Estratégico 2016-2020” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 1: Información general • Nota 5: Información por segmentos • Informe de Gestión: apartado 2.2 “Modelo de negocio” • Informe de Gestión: apartado 2.6 “Estrategia” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios”
6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativas ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 2.3 “Plan Estratégico 2016-2020” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” • Informe de Gestión: apartado 6.4 “Investigación, desarrollo e innovación” • Informe de Gestión: apartado 6.5 “Negocios emergentes” 	N/A
6.2 Mercados principales	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Informe de Gestión: apartado 2.1 “Modelo de negocio” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 5: Información por segmentos • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación • Informe de Gestión: apartado 2.3—“Mercados en los que operamos” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios”
6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 3 “Entorno macroeconómico” • Informe de Gestión: apartado 4 “Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas” • Informe de Gestión: apartado 5.1 “Upstream” 	N/A

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación	—	—
6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor	—	—
7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA		
7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 2.1 “<i>Modelo de negocio</i>” 	N/A
7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Anexo I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015 • Informe de Gestión: apartado 2.1 “<i>Modelo de negocio</i>” 	N/A
8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO		
8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 2: Bases de presentación • Nota 7: Inmovilizado material 	N/A
8.2 Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 6.2 “<i>Seguridad y Medioambiente</i>” • Informe de Gestión: apartado 8.1 “<i>Factores de riesgo</i>” 	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión 2015	Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión 2014
9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO		
9.1 Situación financiera	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 32 • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 33 • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>”
9.2 Resultados de explotación		
9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 22: Deterioro de activos • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 3 “<i>Entorno macroeconómico</i>” • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” • Informe de Gestión: apartado 5 “<i>El desempeño de nuestros negocios</i>” 	N/A
9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
<p>9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor^(*)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 16.1.4): Otros riesgos. Venezuela • Nota 20: Situación fiscal • Nota 22: Deterioro de activo • Nota 28: Contingencias legales • Anexo IV: Marco regulatorio • Informe de Gestión: apartado 1 “Principales acontecimientos del periodo” • Informe de Gestión: apartado 3 “Entorno macroeconómico” • Informe de Gestión: apartado 4.1 “Resultados” • Informe de Gestión: apartado 5.1 “Upstream” • Informe de Gestión: apartado 6.3 “Fiscalidad” • Informe de Gestión: apartado 7 “Evolución previsible” • Informe de Gestión: apartado 8.1 “Factores de riesgo” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 4.1: Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A. • Nota 21: Situación fiscal • Nota 29.1: Contingencias legales o arbitrales • Anexo III: Marco regulatorio • Informe de Gestión: apartado 3 “Entorno macroeconómico” • Informe de Gestión: apartado 5.1 “Upstream” • Informe de Gestión: apartado 6.3 “Fiscalidad” • Informe de Gestión: apartado 7 “Evolución previsible” • Informe de Gestión: apartado 8 “Gestión del riesgo”

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
10. RECURSOS FINANCIEROS		
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 2: Bases de presentación • Nota 10: Activos financieros • Nota 13: Patrimonio neto • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 17: Operaciones con derivados • Nota 18: Otros pasivos no corrientes • Nota 19: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 24: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 32: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 4.2 “<i>Situación financiera</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 11: Activos financieros • Nota 14: Patrimonio neto • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 18: Operaciones con derivados • Nota 19: Otros pasivos no corrientes • Nota 20: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 24: Ingresos y gastos financieros • Nota 26: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Anexo IV: Políticas contables • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>”

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 10: Activos financieros • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 24: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Cambios en la composición del Grupo • Nota 11: Activos financieros • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación • Nota 24: Ingresos y gastos financieros • Nota 26: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>”
10.3 Condiciones de los préstamos y estructura de financiación	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 17: Operaciones con derivados 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 18: Operaciones con derivados
10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor	—	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1 ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 10: Activos financieros • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 24: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 1 “<i>Principales acontecimientos del periodo</i>” • Informe de Gestión: apartado 2.3 “<i>Plan estratégico 2016-2020</i>” • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Cambios en la composición del Grupo • Nota 11: Activos financieros • Nota 16: Pasivos financieros • Nota 17: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 22: Ingresos y gastos de explotación • Nota 24: Ingresos y gastos financieros • Nota 26: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>”
11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 6.4 “<i>Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 6.4 “<i>Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)</i>”
12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS		
12.1 Tendencias recientes más significativas desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 3 “<i>Entorno macroeconómico</i>” • Informe de Gestión: apartado 7 “<i>Evolución previsible</i>” 	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, al menos para el ejercicio actual ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 20: Situación fiscal • Nota 28: Contingencias legales • Nota 29: Compromisos y Garantías • Informe de Gestión: apartado 3 “Entorno macroeconómico” • Informe de Gestión: apartado 5 “El desempeño de nuestros negocios” • Informe de Gestión: apartado 7 “Evolución previsible” 	N/A
13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS		
13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones	—	—
13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor	—	—
13.3 Previsión o estimación de los beneficios	—	—
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida	—	—
14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS		
14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: apartado 2.2 “Gobierno Corporativo” • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo: Apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16 y C.1.17 	N/A
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 26: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.19, C.1.23 y D.6 	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS		
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 26: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Nota 27: Obligaciones con el personal • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.5 	N/A
15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 26: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Nota 27: Obligaciones con el personal • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.5 	N/A
16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN		
16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo	—	N/A
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 26: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C.1.45 	N/A
16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C.2 	N/A
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado G 	N/A
17. EMPLEADOS		
17.1 Número de empleados y desglose	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 31.1: Plantilla • Informe de Gestión: apartado 6.1 “Personas” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 31: Plantilla • Informe de Gestión: apartado 6.1 “Personas”

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 26: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Nota 27: Obligaciones con el personal • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.3 	N/A
17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 27: Obligaciones con el personal 	N/A
18. ACCIONISTAS PRINCIPALES		
18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.2 y H.1.2 	N/A
18.2 Explicación de si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A 	N/A
18.3 El control del emisor	—	N/A
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor	—	N/A
19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 25: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 26: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, D.2, D.3, D.4, H.1.5, H.1.8 y H.1.9 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 27: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 28: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, D.2, D.3, D.4, H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS		
20.1 Información financiera histórica auditada	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 32 • Anexos I, Ib, II, III y IV 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados financieros consolidados: <ul style="list-style-type: none"> – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 33 • Anexos I, Ib, II, III, IV y V
20.2 Información financiera pro-forma	—	—
20.3 Estados financieros	—	—
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual		
20.4.1 <i>Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica</i>	—	—
20.4.2 <i>Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores</i>	—	—
20.4.3 <i>Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados</i>	—	—
20.5 Edad de la información financiera más reciente	—	—
20.6 Información intermedia y demás información financiera	—	N/A
20.6.1 <i>Información financiera intermedia</i>	N/A	N/A
20.6.2 <i>Información financiera intermedia adicional</i>	N/A	N/A
20.7 Política de dividendos		
20.7.1 <i>Importe de los dividendos por acción en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica^(*)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>” 	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión: apartado 4 “<i>Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas</i>”
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 3: Estimaciones y juicios contables • Nota 20: Situación fiscal • Nota 28: Contingencias legales 	N/A

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor	—	N/A
21. INFORMACIÓN ADICIONAL		
21.1 Capital social		
21.1.1 <i>Importe del capital emitido</i> ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.1 	N/A
21.1.2 <i>Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones</i>	—	N/A
21.1.3 <i>Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales</i> ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.8 y A.9 	N/A
21.1.4 <i>Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción</i>	—	N/A
21.1.5 <i>Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital</i>	—	N/A
21.1.6 <i>Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones</i>	—	N/A
21.1.7 <i>Evolución del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 13: Patrimonio neto 	<ul style="list-style-type: none"> • Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 14: Patrimonio neto
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 <i>Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución</i>	—	N/A
21.2.2 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos de administración, de gestión y de supervisión</i> ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C 	N/A
21.2.3 <i>Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nota 13: Patrimonio neto • Anexo IV: Marco regulatorio • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10 	N/A

EPIGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2014
21.2.4 <i>Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley</i>	—	N/A
21.2.5 <i>Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión</i>	—	N/A
21.2.6 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor</i>	<ul style="list-style-type: none"> Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo: Apartados A.10 y A.11 	N/A
21.2.7 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista</i>	—	N/A
21.2.8 <i>Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley</i>	—	N/A
22. CONTRATOS RELEVANTES	—	—
23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS		
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos	—	—
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos	—	—
24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA	—	—
25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES⁽⁸⁾	<ul style="list-style-type: none"> Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación Anexo I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015 	N/A

B. ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004

(Incluye o completa la información de los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 no recogida en las Cuentas Anuales consolidadas ni en los Informes de Gestión consolidados de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2015 y 2014, o actualiza, en su caso, la información recogida en dichos documentos)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Identificación de las personas responsables

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

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el documento de registro.

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

2. AUDITORES DE CUENTAS

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. así como las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (“**Deloitte**”) sin salvedades.

Deloitte está domiciliada en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, número 1, con código de identificación fiscal (C.I.F.) núm. B-79.104.469 y núm. S0692 de inscripción en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC).

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas

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

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 30 de marzo de 2016, aprobó someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 19 y 20 de mayo de 2016 en primera y segunda convocatoria, respectivamente, la reelección de Deloitte como auditor de cuentas de Repsol para el ejercicio 2016.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido preparadas a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas, y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (las “NIIF-UE”) a 31 de diciembre de dichos ejercicios. La información financiera histórica consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios 2015, 2014 y 2013 ha quedado incorporada en el presente Documento de Registro de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A.

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

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

Las tablas siguientes recogen el balance de situación consolidado seleccionado y la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada de Repsol, S.A. correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

▪ Balance de situación consolidado seleccionado

	<u>31/12/2015</u>	<u>Variación</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>Variación</u>	<u>31/12/2013⁽¹⁾</u>
BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO	<u>(millones €)</u>	<u>2015-2014</u>	<u>(millones €)</u>	<u>2014-2013</u>	<u>(millones €)</u>
SELECCIONADO (Según NIIF-UE)	<u>Auditado</u>	<u>(%)</u>	<u>Auditado</u>	<u>(%)</u>	<u>No auditado</u>
ACTIVO					
Activo no corriente.....	50.326	44,42	34.848	(7,74)	37.771
Activo corriente.....	12.751	(25,17)	17.041	(4,13)	17.776
Total activo	63.077	21,56	51.889	(6,59)	55.547
PATRIMONIO NETO	28.689	1,90	28.154	2,56	27.450
PASIVO					
Pasivo no corriente.....	19.911	47,58	13.492	(8,35)	14.721
Pasivo corriente.....	14.477	41,34	10.243	(23,42)	13.376
Total patrimonio neto y pasivo.....	63.077	21,56	51.889	(6,59)	55.547

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

▪ **Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada**

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA SELECCIONADA (Según NIIF-UE)	31/12/2015	Variación	31/12/2014	Variación	31/12/2013 ⁽¹⁾
	(millones €)	2015-2014	(millones €)	2014-2013	(millones €)
	Auditado	(%)	Auditado	(%)	No auditado
Ingresos de explotación.....	41.741	(11,74)	47.292	(0,08)	47.330
Gastos de explotación.....	(44.181)	(6,42)	(47.214)	1,82	(46.371)
Resultado de explotación.....	(2.440)	(3.228,21)	78	(91,87)	959
Resultado financiero.....	450	196,05	152	(131,54)	(482)
Resultado antes de impuestos.....	(2.084)	(285,74)	1.122	(12,48)	1.282
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuas.....	(1.185)	(221,41)	976	14,69	851
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos.....	--	(100)	597	(187,28)	(684)
Resultado consolidado del ejercicio	(1.185)	(175,33)	1.573	841,92	167
Resultado total atribuido a la sociedad dominante ...	(1.227)	(176,12)	1.612	726,67	195
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros).....	(0,87)	(177,68)	1,12 ⁽²⁾	700	0,14 ⁽²⁾

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

(2): El cálculo del beneficio por acción a 31 de diciembre de 2014 y 2013 coincide con el correspondiente a los ejercicios 2014 y 2013 (re-expresados) incluidos en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014 y difiere del contenido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2014 y 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 13—“Patrimonio neto” y en la Nota 2—“Bases de presentación” de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2015 y 2014.

▪ **Principales magnitudes y ratios financieros**

El Grupo Repsol, atendiendo a la realidad de los negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, presenta su información de gestión de acuerdo al modelo de reporting que se describe en la Nota 5—“Información por segmentos de negocio” de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

Las magnitudes y ratios financieros, salvo que se indique expresamente lo contrario, han sido preparados de acuerdo a dicho modelo y se han extraído de los informes de gestión consolidados de los ejercicios 2015 y 2014, que incluyen reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE. Las magnitudes y ratios financieros correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido en su caso, modificados, a efectos comparativos respecto a las contenidas en el Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013.

PRINCIPALES MAGNITUDES Y RATIOS FINANCIEROS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
	No auditado		
EBITDA ⁽¹⁾	4.317	3.800	3.968
EBITDA ⁽¹⁾ /(Deuda financiera neta) (x veces).....	0,36	2,0	0,7
Deuda financiera neta/capital empleado neto ⁽²⁾ (%).....	29,4	6,4	16,3
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽³⁾ (%).....	3,1	4,4	5,5
Cotización al cierre del ejercicio ⁽⁴⁾ (euros).....	10,1	15,5	18,3
PER ⁽⁵⁾	(11,6)	13,2	122,1

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

(2): Corresponde a la deuda neta/(patrimonio neto + deuda neta al final del periodo). En 2013 incluía el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas, que a 31 de diciembre de 2014 fue dado de baja como consecuencia de la monetización de la compensación del 51% del capital de YPF.

(3): Corresponde al (resultado operativo a Coste Medio Ponderado recurrente después de impuestos + resultados participadas recurrente)/(capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas).

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

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

3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios

No procede. A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no ha publicado información financiera intermedia desde la publicación de sus últimos estados financieros anuales auditados.

4. FACTORES DE RIESGO

En la Sección I del presente Documento de Registro se encuentran recogidos los factores de riesgo estratégicos y operacionales del Grupo Repsol, los relativos a las actividades del Grupo Repsol y los riesgos financieros. Dicha información complementa y/o actualiza la recogida en la Nota 16—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en el apartado 8.1—“*Factores de riesgo*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2015, que se recogen en la Sección II.C. del presente Documento de Registro.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historia y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial

En el ámbito comercial, Repsol, S.A. se denomina “Repsol”.

El resto de la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—“*Información general*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.).

5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad

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

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

Repsol, S.A. fue constituida en España y el número de teléfono de su domicilio social es el (+34) 917.538.000.

El resto de la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—“*Información general*” y en el Anexo IV—“*Marco regulatorio*” de las Cuentas Anuales consolidadas de 2015, incluidas en la Sección II.C. del presente Documento de Registro.

5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor

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

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

- En 1986 se constituye la sociedad Repsol, S.A. y en 1987 el INH inicia el proceso de reorganización de sus participaciones accionariales en el sector petrolero español.
- En 1989 se inicia el proceso de privatización de Repsol, S.A. Sus acciones comienzan a cotizar en las bolsas españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y, a través de *American Depositary*

Shares (ADS), en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*), mercado en el que se negociarán hasta marzo de 2011.

- Tras las ofertas públicas de venta de acciones de Repsol, S.A. realizadas entre 1996 y 1997 por la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), se culmina la privatización de Repsol, S.A.
- Entre 1999 y 2000, y como punto culminante de su expansión internacional, Repsol, S.A. adquiere el 99% de YPF S.A., la compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector, por un coste total de 14.298 millones de euros. Ese mismo año, las acciones de Repsol, S.A. empiezan a cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y, en el año 2000, la sociedad cambia su denominación a Repsol YPF, S.A.
- El 7 de mayo de 2012 entró en vigor en la República Argentina la Ley 26.741 que declaró de utilidad pública y sujetas a expropiación el 51% de las acciones de YPF S.A. y el 60% de las acciones de YPF Gas S.A. pertenecientes al Grupo Repsol (las “**Acciones Expropiadas**”).
- El 31 de mayo de 2012, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A. En esa misma fecha, el Consejo de Administración aprobó el traslado de su domicilio social a la Calle Méndez Álvaro, 44, de Madrid.
- El 26 de febrero de 2013, Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de sus activos y negocios del GNL. Dicha venta se concluyó en 3 transacciones distintas en los meses de octubre de 2013, diciembre de 2013 y enero de 2014.
- El 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 por la expropiación. Simultáneamente, Repsol, de un lado, e YPF e YPF Gas, de otro, firmaron el Convenio de Finiquito por el que, principalmente, las partes acordaron el desistimiento de los procedimientos en curso y otorgaban una serie de renunciaciones e indemnidades mutuas.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconoció una deuda, en firme, a Repsol de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la expropiación de las Acciones Expropiadas y otros conceptos contemplados en el Convenio.

Para el pago de esta compensación, la República Argentina entregó a Repsol una cartera de títulos de deuda pública argentina en dólares (los “**Títulos Públicos**”) con valor nominal total de 5.317 millones de dólares.

En mayo de 2014, Repsol formalizó con JP Morgan Securities varias operaciones de venta de la totalidad de los Títulos Públicos. Con estas ventas quedó extinguida la deuda reconocida por la República Argentina.

Adicionalmente, en 2014, Repsol vendió las acciones de YPF, S.A. que no habían sido expropiadas.

- En mayo de 2015, Repsol adquirió el 100% del capital de Talisman, sociedad canadiense dedicada a la exploración, desarrollo, producción, transporte y comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos líquidos, por un importe total de 8.005 millones de euros, correspondientes al precio de compra del 100% de sus acciones ordinarias (8 dólares americanos por acción) y de sus acciones preferentes (25 dólares canadienses por acción preferente), así como al efecto derivado de la cobertura del riesgo de tipo de cambio en el precio de compra. Tras la adquisición, Repsol procedió a la exclusión de negociación de las acciones ordinarias en las Bolsas de Toronto y Nueva York y de las acciones preferentes en la Bolsa de Toronto, estas últimas convertidas en acciones ordinarias con posterioridad.

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Nota 4—“*Principales adquisiciones y desinversiones*”; Nota 5—“*Información por segmentos de negocio*”; Nota 6—“*Inmovilizado intangible*”; Nota 7—“*Inmovilizado material*”; Nota 8—“*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”; Nota 10—“*Activos financieros*”; Nota 30—“*Información sobre medio ambiente*”; y Anexo I(b)—“*Principales variaciones del perímetro de consolidación*”.
- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*”; apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*”; apartado 6.4—“*Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)*”; y Anexo I—“*Indicadores, magnitudes alternativas y conciliación con NIIF*”.
- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Nota 5—“*Información por segmentos*”; Nota 6—“*Fondo de comercio*”; Nota 7—“*Otro inmovilizado intangible*”; Nota 8—“*Inmovilizado material*”; Nota 9—“*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”; Nota 11—“*Activos financieros*”; Nota 30—“*Información sobre medio ambiente*”; y Anexo I(b)—“*Principales variaciones del perímetro de consolidación*”.
- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Apartado 1.5—“*Principales magnitudes e indicadores del periodo*”; apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*”; apartado 6.4—“*Investigación, desarrollo e innovación*”; y Anexo II—“*Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIIF adoptados por la Unión Europea*”.

Desde el 31 de diciembre de 2015, fecha de los últimos estados financieros históricos publicados por Repsol, hasta la fecha del presente Documento de Registro, no se han realizado inversiones significativas por el Grupo Repsol.

5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 7—“*Inmovilizado material*” y en la Nota 30—“*Información sobre medio ambiente*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015, así como en el apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.). Dicha información se complementa y/o actualiza con la que se presenta a continuación.

A 31 de diciembre de 2015, el Grupo tenía registrado como inmovilizado material un importe de 28.437 millones de euros. Este importe corresponde al segmento *Upstream* (18.212 millones de euros, de los cuales 15.299 y 2.508 millones de euros se clasificaron en los epígrafes “*Inversiones en zonas con reservas*” y “*Otros costes de exploración*”, respectivamente) y a *Downstream* y Corporación (10.225 millones de euros, de los cuales 945 millones de euros se clasificaron en el epígrafe “*Inmovilizado en curso*”).

Las inversiones en inmovilizado material del ejercicio 2015 ascendieron a 2.677 millones de euros, correspondientes al segmento *Upstream* (1.880 millones de euros) y a *Downstream* y Corporación (797 millones de euros), siendo las principales inversiones en curso las que se describen a continuación.

NORTEAMÉRICA

▪ *Estados Unidos:*

El 8 de mayo de 2015, tras la adquisición de Talisman, se incorporaron 2 importantes activos de Shale Gas: Marcellus e Eagle Ford. Adicionalmente, Repsol mantiene inversiones en curso en los proyectos de su portafolio anterior a la operación de compra: Shenzi, Mississippian Lime y Alaska North Slope.

- **Marcellus:** área de producción y desarrollo de gas seco, localizada en los estados de Pennsylvania y Nueva York que incluye 6 áreas: Jackson, Friendsville, Chaffe, Columbia, Troy y Statelands. En Friendsville se completaron en 2015 las instalaciones de compresión de gas lo que supuso un incremento de la producción existente. Los pozos Thorne y York 1H se pusieron en producción en junio de 2015 y Bennet en noviembre de 2015.
- **Eagle Ford:** área de producción y desarrollo de gas con líquidos asociados, que se localiza al sudeste de Texas e incluye 7 áreas: Cooke, SM, STS, Celero, McMullen, Choke Canyon y KDB. En noviembre de 2015 entraron en producción 4 nuevos pozos en el área este de Eagle Ford. En diciembre de 2015 se anunció el acuerdo alcanzado con Statoil por el cual Repsol cedió un 13% en Eagle Ford (mantiene un 37%) por un 15% en el campo en producción Gudrum en Noruega. Statoil pasa a ser la compañía operadora en toda el área.
- Exploración en **Alaska North Slope:** en 2011, Repsol anunció el cierre del acuerdo con las compañías “70 & 148, LLC” y “GMT Exploration, LLC” para la exploración conjunta de una extensa área en el prolífico “North Slope” de Alaska. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 km². Dentro de los trabajos de exploración y evaluación que se están realizando en esta área, en 2015 se terminaron con resultado positivo 2 sondeos de evaluación/appraisal (Q-8 y Q-301) y un sondeo exploratorio (Q-9). En octubre de 2015, se acordó con el socio Armstrong Oil & Gas que esta compañía adquiriese un 15% de participación (que se añade a su 30%) en el área de desarrollo Colville River Delta. Repsol mantiene un 55% en esta área. Armstrong además adquiere un 45% (que se añade a su 30%) y la operación en el área de exploración (Repsol mantiene un 25%).
- **Shenzi (Golfo de México):** Repsol participa en este campo con un 28%, junto con las compañías BHP Billiton (que es la compañía operadora) con un 44% y Hess que tiene el 28% restante. Este campo, situado en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense, inició su producción de petróleo y gas a través de la plataforma de Shenzi en marzo de 2009. En 2015, se pusieron en producción 2 nuevos pozos productores, B104 y H103, dentro del marco de los trabajos de desarrollo del Área Norte. En octubre de 2015 se realizó con éxito la segunda perforación horizontal (*sidetrack*) en el pozo Shenzi North.
- **Mississippian Lime:** en enero de 2012 se suscribió el acuerdo con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16,2% y del 25% en 2 áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas. En 2015 se produjo una menor actividad de desarrollo perforándose en torno a 230 pozos, lo que supuso una reducción del 45% con respecto al año 2014.

- **Canadá:**

Tras la adquisición de Talisman, se incorporaron en el portafolio de Repsol los importantes activos que esta compañía tenía en este país:

- **Greater Edson:** área con producción de crudo y gas que se concentran en Edson (Alberta) con una participación media del 75%. Engloba 6 áreas: Edson, Sundance/MedLodge, Ansell y Minehead en la zona sur y Wild River y Bigstone en la zona norte.
- **Chauvin:** área localizada en Alberta/Saskatchewan con producción estable de crudo pesado convencional.
- **Duvernay:** área no madura, en su primera fase de desarrollo y evaluación, con producción de crudo y gas, se sitúa en la región del centro-oeste de Alberta. Durante 2015 continuó la campaña de perforación para la evaluación del área sur. En octubre de 2015 se inició la producción de un nuevo pozo.
- **Montney:** Talisman aportó los activos Groundbirch y Saturn en esta zona de producción de gas tras haber cedido el resto de activos en Montney.

LATINOAMÉRICA

- **Brasil:**

A través de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), Repsol tiene inversiones en curso fundamentalmente en el bloque BM-S-9 (en el activo productivo Sapinhoá y en el de desarrollo Lapa) y en el bloque exploratorio BM-C-33.

- **Bloque BM-S-9:** en el bloque BM-S-9 situado en el “presalino” de las aguas profundas de la cuenca de Santos se han generado en los últimos años 2 importantes proyectos de desarrollo y producción en las áreas de Sapinhoá (descubierto en 2008) y Lapa (descubierto en 2007). Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 25%. Los demás socios que completan el consorcio son Petrobras (45%, y operador) y British Gas (BG Group, con un 30%).

Respecto al proyecto **Sapinhoá**, en enero de 2013 se inició su explotación comercial con el comienzo de la producción del primer pozo productor en el área Sur del bloque BM-S-9 en la que en marzo de 2015 se puso en producción un nuevo pozo, a través de la FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), “Cidade de São Paulo” donde se alcanzó ya en 2014 el “plateau” de producción, con una capacidad de producción de 120.000 barriles diarios de crudo y 5 millones de metros cúbicos de gas al día.

Dentro de los trabajos de desarrollo del Área Norte, que inició su producción en noviembre de 2014, en 2015 se pusieron en producción 2 nuevos pozos que se conectaron a la FPSO “Cidade de Ilhabela”, que tiene una capacidad de producción de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos de gas al día. Los trabajos de inyección de gas para incrementar la producción comenzaron en junio de 2015. El objetivo del plan de desarrollo del Área Norte es alcanzar en 2016 el plateau de producción. En el marco del proyecto de desarrollo del campo **Lapa** en 2015 se continuó con los trabajos de desarrollo del área Nordeste con el objetivo de iniciar la producción en el último trimestre de 2016. Así, en agosto de 2015 se terminó la perforación del sondeo de desarrollo P-NE-02. Los buenos resultados en términos de productividad del sondeo de desarrollo Lapa 9 en el área Sur hacen recomendable impulsar también el desarrollo de esta segunda etapa del proyecto Lapa.

- **Bloque BM-C-33:** en este bloque situado en las aguas profundas de la cuenca de campos, dentro de los trabajos de exploración y evaluación que se están llevando a cabo, en octubre de 2015 se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación/appraisal Pão de Açúcar-1. A finales de 2015 se terminó con resultado positivo un segundo sondeo de evaluación/appraisal (Pão de Açúcar- 2). Repsol ha realizado como operador 4 importantes descubrimientos en este

bloque: Seat-2 (2014), Pão de Açúcar (2012), Gávea (2011) y Seat (2010). El bloque BM-C-33 está participado por Repsol Sinopec Brasil (35%), con Statoil (35%) y Petrobras (30%). En diciembre de 2015 se aprobó que Statoil pasase a ser el operador del bloque. Repsol Sinopec Brasil mantendrá una participación del 35% en el proyecto.

- **Bolivia:**

- **Margarita-Huacaya:** en noviembre de 2015 se anunció la culminación de la tercera fase del proyecto Margarita-Huacaya. El proyecto alcanzó en agosto de 2015, con el inicio de la producción del pozo Margarita-8 (descubierto en febrero de 2015), un pico de producción récord de 19 millones de metros cúbicos de gas al día, equivalente a más del 30% de la producción de Bolivia. La primera fase de este proyecto entró en producción en mayo de 2012, con la puesta en marcha de la planta de procesamiento de gas, junto con el sistema de recolección de fluidos y gasoductos y la finalización de los pozos, la producción total de gas pasó de 3 a 9 Mm³/d en 2012. La segunda fase se inauguró en octubre de 2013, incrementándose la capacidad de procesamiento de gas a 15 Mm³/d. En 2014 se aprobó la tercera fase con el objetivo de alcanzar una producción de 18 Mm³/d a principios de 2016, objetivo que se alcanzó en febrero de 2015.

En mayo de 2015 se anunció el segundo descubrimiento de gas en el bloque Margarita-Huacaya, con el sondeo appraisal de profundización exploratoria Margarita-7. Actualmente se están evaluando los positivos resultados alcanzados.

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

- **Perú:**

- **Bloque 57 (Kinteroni y Sagari):** las inversiones en este bloque se centran en el campo productivo Kinteroni y en los trabajos para la puesta en producción del descubrimiento Sagari. En marzo de 2014 se inició la producción en el campo de gas **Kinteroni** en el sur del Bloque 57, descubierto por Repsol en enero de 2008 y donde Repsol es la compañía operadora con el 53,84%. El yacimiento está próximo al campo en producción de gas y condensado de Camisea en el que Repsol también participa. En septiembre de 2012, Repsol realizó otro descubrimiento de gas en el Bloque 57 con el sondeo **Sagari** (al norte del Bloque) y en octubre de 2015 se aprobó la Decisión Final de Inversión (FID) para su puesta en producción.
- **Refinería de la Pampilla:** en septiembre de 2012, Repsol aprobó el proyecto de adecuación a las nuevas especificaciones de combustibles en la Refinería La Pampilla en Perú. La puesta en marcha de este proyecto permitirá una mejora medioambiental de la calidad del aire, así como el ingreso en el país de vehículos con motores de mejor tecnología (inicialmente Euro IV y posteriormente Euro V).

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

El proyecto contempla también, entre otras unidades, la construcción en el bloque de gasolinas, de 2 unidades de Hidrotratamiento de Nafta (HDT) con una capacidad conjunta de 715 mil toneladas al año, una para la gasolina primaria y otra para la gasolina craqueada, así como una unidad de reformado de 215 mil toneladas al año. Actualmente, no hay un compromiso definido con las autoridades, pero se estima que la comercialización de la producción de gasolinas podría tener lugar en julio de 2018.

- **Venezuela:**

- **Cardón IV (Perla):** El megacampo de gas Perla fue descubierto en 2009 en el bloque Cardón IV (Repsol 50% y ENI 50%) y está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. En julio de 2015 se inició la producción de gas. En agosto de 2015 se inauguró la planta de tratamiento de gas. En mayo de 2015 se completó con éxito la instalación de la plataforma principal de producción de gas. En septiembre de 2015 se puso en producción el segundo pozo y en octubre de 2015 y noviembre de 2015 el tercero y el cuarto, respectivamente, lo que permitió alcanzar en octubre de 2015 el objetivo de producción de gas de la primera fase del desarrollo del campo con una producción total de 150 millones de pies cúbicos al día (Mscfd) y a primeros de diciembre de 2015 un pico de 500 Mscfd. El objetivo de la segunda fase es elevar la producción total estable a 450 Mscfd y en las siguientes fases de desarrollo se estima que se podría alcanzar una producción de hasta 800 y 1.200 Mscfd.

Carabobo: en febrero de 2010 un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1 para el desarrollo y puesta en producción de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo-1 Norte y Carabobo-1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. En 2015 se continuaron con los trabajos de perforación e instalaciones para el desarrollo completo de este proyecto. En septiembre de 2015 se adjudicaron los contratos para el suministro de los materiales de largo plazo de entrega (*Long Lead Items*) de la planta de 60Kbpd. En 2012 se anunció el inicio de la producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. A finales de diciembre de 2015 estaban en producción cerca de 40 pozos productores.

ÁFRICA

- **Argelia:**

- **Reggane Nord:** los trabajos de perforación de desarrollo en este importante proyecto de gas se iniciaron en enero de 2015. La prueba de producción en el primer pozo perforado (en el campo Kahlouche) confirmó la productividad del Área. En el segundo trimestre de 2015 se dio un paso fundamental para la puesta en producción del proyecto Reggane con la firma del contrato para 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 los trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas en 2017 con un objetivo de producción 100% de 8 millones de m³ de gas diarios. También en 2015 se iniciaron los trabajos de construcción de infraestructuras: plataformas de pozos, pistas de aterrizaje temporales, pistas y carreteras definitivas hasta la planta y hasta los pozos del campo de Kahlouche. Este proyecto de gas en el Sahara argelino incluye el desarrollo de 6 campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouliline y Azrafil Sudest) en la cuenca de Reggane. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%.

EUROPA

- **Noruega:**

El 8 de mayo de 2015 se añadieron al portafolio de activos exploratorios que Repsol tiene en Noruega los activos de Talisman, donde destacan los campos operados de Blane, Gyda, Rev, Yme y Varg con intereses que oscilan desde el 31% al 100% de participación. También participa como socio no operador en los campos de Brage, Veslefrikk, Huldra, Brynhild y Tambar East con porcentajes comprendidos entre el 10% y el 34%.

- **Reino Unido:**

- **TSEUK:** Tras la adquisición de Talisman, con fecha efectiva 8 de mayo de 2015, se incorporaron en el portafolio de Repsol los activos que esta compañía tenía en el país. Estos

activos están englobados en la compañía conjunta (*Joint Venture*) TSEUK, donde Talisman posee el 51% y el Grupo Sinopec tiene el restante 49%, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte.

ASIA Y OCEANÍA

▪ *Indonesia:*

- **Corridor:** Talisman aportó un 36% no operado en el importante bloque productor de gas Corridor PSC, salvo en 2 campos (Gelam y Suban) donde su participación era del 30,96% y 32,40%, respectivamente. La comercialización de la mayor parte del gas natural producido se realiza a través de acuerdos de venta a largo plazo con PT Chevron Pacific Indonesia, Gas Supply Pte. Ltd. y PT Perusahaan Gas Negara. En 2015 se acordó con la compañía Conoco Phillips la extensión de la duración del contrato de venta de gas proveniente de Corridor hasta la finalización del contrato PSC del bloque.

▪ *Malasia:*

En 2015, Repsol inició sus actividades de exploración y producción en Malasia con la incorporación de los activos de Talisman (todos ellos *offshore*). Entre estos activos destacan:

- **Bloque PM-3 CAA PSC:** operado con un 41,44% de participación (a excepción de los subbloques Bunga Kekwa 8G-31 en el que posee un 35%) y que está en producción. La licencia de este bloque está en proceso avanzado de renovación, la cual expira en 2017, y se espera que no se produzcan incidencias en relación al mismo. El Proyecto Bunga Pakam avanzó en 2015 y en 2016 podría pasar a la fase de ejecución, lo que supondría la 6ª fase del desarrollo del bloque PM-3 CAA.
- **Bloque Kinabalu Oil PSC:** yacimiento petrolífero maduro *offshore* en la cuenca malaya de Sabah operado con un 60% de participación. En mayo de 2015 se tomó la decisión final de inversión (FID) para el redesarrollo del campo Kinabalu. El proyecto consiste en una nueva plataforma, líneas de conexión con las instalaciones existentes en Kinabalu y la perforación de 10 pozos productivos adicionales.

▪ *Vietnam:*

- **Bloque 07/03 (descubrimiento “Red Emperor/CRD”):** donde Repsol tiene un 46,75% de participación. En enero de 2015, los socios del bloque junto con PetroVietnam aprobaron el plan de desarrollo del descubrimiento y en julio de 2015 se completó la declaración de comercialidad.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 29—“*Compromisos y Garantías*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.), así como en el apartado 7.2—“*Evolución previsible de los negocios*” del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2015. Dicha información se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación.

A 31 de diciembre de 2015, las principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión de Repsol han adoptado compromisos firmes, que se describen a continuación, ascendían a un importe total de 2.952 millones de euros, de los cuales 2.651 millones de euros se invertirán hasta 2020 y los restantes 301 millones de euros, a partir de 2020. No obstante, los importes citados no corresponden, en general, con el total de la inversión futura prevista en cada uno de los proyectos, sino únicamente a los importes sobre los que los órganos de gestión de Repsol han adquirido compromisos firmes a dicha fecha. En relación con las fuentes previstas para financiar las inversiones futuras, véase epígrafe 10.5

del presente Documento de Registro. Las principales inversiones adoptadas por compromisos firmes, corresponden fundamentalmente al área del *Upstream*, cuyos compromisos de inversión ascienden a 2.645 millones de euros aproximadamente.

Una parte significativa de esta cifra (24%) corresponde al desarrollo del proyecto de gas Reganne en Argelia; también son relevantes los compromisos para el proyecto de crudo pesado Carabobo en Venezuela, y para los proyectos de gas de Sagari, en Perú, Margarita-Huacaya en Bolivia y Kinabalu PSC en Malasia, que suman conjuntamente otro 33%. Dentro de la actividad exploratoria, que representa un 43% de los compromisos de inversión del *Upstream*, destaca la exploración a realizar en Colombia, Gabón, Papúa Nueva Guinea, Bulgaria, Rusia y Estados Unidos.

5.3 Desinversiones

La información relativa a este epígrafe se recoge en los apartados que se indican a continuación.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):

Nota 4—“*Principales adquisiciones y desinversiones*”; Nota 6—“*Inmovilizado intangible*”; Nota 7—“*Inmovilizado material*”; Nota 8—“*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”; Nota 9—“*Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*”; Nota 14—“*Provisiones corrientes y no corrientes*”; y Anexo I(b)—“*Principales variaciones del perímetro de consolidación*”.

- Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):

Apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*”; apartado 2.3—“*Plan Estratégico 2016-2020*”; apartado 4.1—“*Resultados*”; apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*”; y Anexo I—“*Indicadores, magnitudes alternativas y conciliación con NIIF*”.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):

Nota 4—“*Cambios en la composición del grupo*”; Nota 6—“*Fondo de comercio*”; Nota 7—“*Otro inmovilizado intangible*”; Nota 8—“*Inmovilizado material*”; Nota 9—“*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*”; Nota 10—“*Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*”; Nota 15—“*Provisiones corrientes y no corrientes*”; Nota 25—“*Resultado de operaciones interrumpidas*”; y Anexo I(b)—“*Principales variaciones del perímetro de consolidación*”.

- Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):

Apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*”; apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*”; apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*”; y Anexo II—“*Reconciliación de otras magnitudes con los estados financieros NIIF adoptados por la Unión Europea*”.

Esta información se complementa con la que se incluye a continuación:

- El 25 de febrero de 2016, Repsol comunicó la firma de un acuerdo para la venta de su negocio eólico en el Reino Unido al grupo chino SDIC Power por 238 millones de euros, que incluye el proyecto de Inch Cape (100%) y la participación con la que Repsol contaba en el proyecto Beatrice (25%), ambos ubicados en la costa este de Escocia. Esta operación se enmarca dentro de la estrategia del Grupo de desprenderse de activos no estratégicos en el marco del Plan Estratégico 2016-2020. Repsol, S.A. prevé completar la venta durante el primer semestre de 2016, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de contratos y obtenidas las correspondientes autorizaciones regulatorias.

- El 20 de abril de 2016, Repsol comunicó la firma de un acuerdo para la venta de su negocio de GLP (Gas Licuado del Petróleo) en Perú y Ecuador a la operadora internacional sudamericana Abastible por aproximadamente 335 millones de dólares al tipo de cambio actual dólar/sol y sujeto a los ajustes habituales en este tipo de transacciones. Esta operación se enmarca dentro de la estrategia del Grupo de desprenderse de activos no estratégicos en el marco del Plan Estratégico 2016-2020. Repsol, S.A. prevé cerrar la venta en los próximos meses, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de contratos y obtenidas las correspondientes autorizaciones regulatorias.

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

6.1 Actividades principales

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en los apartados que se indican a continuación.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Nota 1—“*Información general*”; y Nota 5—“*Información por segmentos de negocio*”.
- Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Apartado 2.1—“*Modelo de negocio*”; apartado 2.3—“*Plan Estratégico 2016-2020*”; y apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*”.
- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Nota 1—“*Información General*”; y Nota 5—“*Información por segmentos*”.
- Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Apartado 2.2—“*Modelo de negocio*”; apartado 2.6—“*Estrategia*”; y apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*”.

Dicha información se complementa con la información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2015 que se incluye en la Sección II.E. del presente Documento de Registro.

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

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativas

En el apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*” y en el apartado 6.5—“*Negocios emergentes*” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015 incluido en la Sección II.C. del presente Documento de Registro se describe la evolución de las nuevas actividades desarrolladas por Repsol y el potencial impacto en la cartera de negocios del Grupo (nuevos procesos, principales descubrimientos, nuevos *plays* a desarrollar, calidad de productos, etc.). La actividad de innovación y desarrollo de productos y mejora de procesos en las que el Grupo está comprometido está descrita en el apartado 6.4—“*Investigación, desarrollo e innovación*” del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015. En el mismo documento se describe, el plan estratégico de Repsol en el apartado 2.3—“*Plan Estratégico 2016-2020*” donde se fijan las directrices de las actividades y negocios a seguir por el Grupo.

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

El Grupo Repsol está influenciado por los factores descritos en la Sección I—“Factores de Riesgo” del presente Documento de Registro, en el apartado 3—“Entorno macroeconómico”, en el apartado 4—“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”; y en el apartado 5.1—“Upstream” del Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2015 (véase Sección II.C.).

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

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

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

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

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

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor

La información relativa a este epígrafe se recoge en el Anexo I—“Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.). Esta información se complementa y/o actualiza con la que se incluye a continuación.

La tabla siguiente detalla las principales variaciones del perímetro de consolidación de Repsol, S.A. desde el 31 de diciembre de 2015 hasta la fecha del presente Documento de Registro.

DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	CONCEPTO	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	% PARTICIPACIÓN TOTAL	
				Participación patrimonial	Participación control
Repsol UK, Ltd.	Reino Unido	Constitución	I.G.	100,00	100,00
Rocsole OY	Finlandia	Adquisición Aumento	P.E.	15,63	15,63
Inch Cape Offshore, Ltd.....	Reino Unido	participación	I.G.	100,00	100,00
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Venta	P.E. (Neg. conj.)	33,36	33,36
Repsol Ductos Colombia S.A.S.....	Colombia	Constitución	I.G.	100,00	100,00

Nota: Método de consolidación:

- I.G.: Integración global.
- I.P.: Integración proporcional.
- P.E.: Puesta en equivalencia.

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro): Nota 2—“*Bases de presentación*” y Nota 7—“*Inmovilizado material*”.

A 31 de diciembre de 2015, no existían gravámenes significativos sobre el inmovilizado material del Grupo.

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO

9.2 Resultados de explotación

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 21—“*Ingresos y gastos de explotación*” y en la Nota 22—“*Deterioro de activos*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en el apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*”; en el apartado 3—“*Entorno macroeconómico*”; en el apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*”; y en el apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.) y se complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro.

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

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

Véanse epígrafes 6.1 y 9.2.1 del presente Documento de Registro. Asimismo la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 21 y Nota 22, ambas denominadas “*Ingresos y gastos de explotación*”, de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y 2014, respectivamente.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):

Nota 4—“*Principales adquisiciones y desinversiones*”; Nota 16.1.4—“*Otros riesgos. Venezuela*”; Nota 20—“*Situación fiscal*”; Nota 22—“*Deterioro de activos*”; Nota 28—“*Contingencias legales*”; y Anexo IV—“*Marco regulatorio*”.

- Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):

Apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*”; apartado 3—“*Entorno macroeconómico*”; apartado 4.1—“*Resultados*”; apartado 5.1—“*Upstream*”, apartado 6.3—“*Fiscalidad*”; apartado 7—“*Evolución previsible*”; y apartado 8.1—“*Factores de riesgo*”.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Nota 4.1—“*Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A.*”; Nota 21—“*Situación fiscal*”; Nota 29.1—“*Contingencias legales o arbitrales*”; y Anexo III—“*Marco regulatorio*”.
- Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Apartado 3—“*Entorno macroeconómico*”; apartado 5.1—“*Upstream*”; apartado 6.3—“*Fiscalidad*”; apartado 7—“*Evolución previsible*”; y apartado 8—“*Gestión del riesgo*”.

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

Los bajos precios del crudo y gas afectan negativamente a los resultados del *Upstream* (véanse 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*” e “*Incertidumbre en el contexto económico actual*”).

En 2014, el precio medio del petróleo *Brent* fue de 98,9 dólares por barril, comparado con la media de 81,8 dólares por barril que se registró durante el periodo 2004-2014. En 2015, el rango de precios osciló entre, aproximadamente, 35,6 y 66,7 dólares por barril, con un precio medio de 52,5 dólares por barril.

El entorno de bajos precios del crudo y del gas ha supuesto la disminución del resultado recurrente de las operaciones del segmento *Upstream* y el registro de deterioros significativos de sus activos por importe de 4.010 millones de euros, tal y como se describe en la Nota 22—“*Deterioro de activos*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015. Como consecuencia de lo anterior, el resultado neto del Grupo en 2015 ha sido negativo.

En los tres primeros meses de 2016, el precio del crudo *Brent* se ha situado en una media de 33,9 dólares por barril, en comparación con la media de 53,9 dólares por barril durante el mismo periodo de 2015. En la medida en que el escenario de bajos precios continúe, los resultados del Grupo se verán afectados negativamente.

Al margen de lo anterior, no ha habido ningún otro factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, haya afectado de manera importante a las operaciones de Repsol.

10. RECURSOS FINANCIEROS

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados:

- Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Nota 2—“*Bases de presentación*”; Nota 10—“*Activos financieros*”; Nota 13—“*Patrimonio neto*”; Nota 15—“*Pasivos financieros*”; Nota 16—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”; Nota 17—“*Operaciones con derivados*”; Nota 18—“*Otros pasivos no corrientes*”; Nota 19—“*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*”; Nota 23—“*Ingresos y gastos financieros*”; Nota 24—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”; y Nota 32—“*Hechos posteriores*”.
- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*” y apartado 4.2—“*Situación financiera*”.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):

Nota 11—“*Activos financieros*”; Nota 14—“*Patrimonio neto*”; Nota 16—“*Pasivos financieros*”; Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”; Nota 18—“*Operaciones con derivados*”; Nota 19—“*Otros pasivos no corrientes*”; Nota 20—“*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*”; Nota 24—“*Ingresos y gastos financieros*”; Nota 26—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”; y Anexo IV—“*Políticas contables*”.

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):

Apartado 1—“*Principales acontecimientos del periodo*” y apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*”.

Adicionalmente, en la siguiente tabla se desglosa la composición del fondo de maniobra con los epígrafes del balance de situación consolidado (NIIF-UE) a 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

FONDO DE MANIOBRA (<i>Según NIIF-UE</i>)	31/12/2015	Variación	31/12/2014	Variación	31/12/2013
	(millones €)	2015-2014	(millones €)	2014-2013	(millones €)
	No auditado	(%)	No auditado	(%)	No auditado
Existencias	2.853	(27,42)	3.931	(20,39)	4.938
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, y otros activos corrientes.....	5.951	1,54	5.861	15,46	5.076
Clientes por ventas y prestaciones de servicios.....	2.607	(15,44)	3.083	(4,22)	3.219
Otros deudores y otros activos corrientes	2.331	8,62	2.146	45,89	1.471
Activos por impuesto corriente	1.013	60,28	632	63,73	386
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.019	1,72	5.917	1,37	5.837
Proveedores	1.799	(23,45)	2.350	(9,20)	2.588
Otros acreedores	3.975	16,84	3.402	9,25	3.114
Pasivos por impuesto corriente	245	48,48	165	22,22	135
Provisiones corrientes	1.377	473,75	240	(3,61)	249
Total fondo de maniobra operativo	1.408	(61,27)	3.635	(7,46)	3.928
Otros activos financieros corrientes	1.237	(50,78)	2.513	609,89	354
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes...	2.448	(47,22)	4.638	(18,86)	5.716
Pasivos financieros corrientes	7.073	73,10	4.086	(29,95)	5.833
Total fondo de maniobra financiero	(3.388)	(210,54)	3.065	1.193,25	237
Total fondo de maniobra	(1.980)	(129,55)	6.700	60,86	4.165

A 31 de diciembre de 2015, los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación consolidado (NIIF-UE) eran los siguientes:

Vencimientos a 31/12/2015 (<i>Según NIIF-UE</i>)	Año						Total
	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes	
	(millones €)						
Proveedores.....	1.799	--	--	--	--	--	1.799
Otros acreedores.....	3.975	--	--	--	--	--	3.975
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	7.215	1.825	1.326	2.096	2.231	7.236	21.929
Derivados ⁽²⁾	83	13	11	9	8	35	159

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

(1): Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes “*Pasivos financieros no corrientes*” y “*Pasivos financieros corrientes*” incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros. No incluye derivados financieros.

(2): Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 17 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. No incluye los derivados comerciales el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” y “*Otros acreedores*” del balance de situación.

La tabla siguiente detalla la evolución en el ejercicio 2015 de la deuda financiera neta del Grupo Repsol, calculada de acuerdo con lo descrito en el apartado “*Principales magnitudes y ratios financieros*” del epígrafe 3.1 del presente Documento de Registro.

	31/12/2015
DEUDA FINANCIERA NETA⁽¹⁾	No auditado (millones €)
Deuda neta al inicio del ejercicio	1.935
EBITDA.....	(4.317)
Inversión en Talisman.....	8.005
Deuda financiera de Talisman.....	3.956
Recompra bonos Talisman.....	(213)
Otras inversiones netas.....	4.022
Instrumentos de patrimonio.....	(996)
Dividendos y otras retribuciones pagadas al accionista.....	488
Otro acumulado ⁽²⁾	(946)
Deuda neta al cierre del ejercicio	11.934

(1): Magnitud calculada de acuerdo al modelo de reporting que se describe en la Nota 5—“*Información por segmentos*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015. Adicionalmente, véase Nota 16.2—“*Gestión del Capital*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 donde se describe la composición de la deuda neta y su reconciliación con los estados financieros NIIF-UE.

(2): Incluye fundamentalmente pagos por impuestos sobre beneficios, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial.

En marzo de 2016, Repsol Oil & Gas Canada Inc. recompró con un 5% de descuento bonos emitidos por un total de 600 millones de dólares de valor nominal, correspondientes a siete emisiones con vencimientos en los años 2019, 2021, 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042, y con tipos de interés nominales del 7,75%, 3,75%, 7,25%, 5,75%, 5,85%, 6,25% y 5,5%, respectivamente.

10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Estado de flujos de efectivo; Nota 4—“*Principales adquisiciones y desinversiones*”; Nota 10—“*Activos financieros*”; Nota 15—“*Pasivos financieros*”; Nota 16—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”; Nota 21—“*Ingresos y gastos de explotación*”; Nota 23—“*Ingresos y gastos financieros*”; y Nota 24—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”.
- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*”.
- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Estado de flujos de efectivo; Nota 4—“*Cambios en la composición del Grupo*”; Nota 11—“*Activos Financieros*”; Nota 16—“*Pasivos Financieros*”; Nota 17—“*Gestión de riesgos financieros y del capital*”; Nota 22—“*Ingresos y gastos de explotación*”; Nota 24—“*Ingresos y gastos financieros*”; y Nota 26—“*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*”.
- Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*”.

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

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

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

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Estado de flujos de efectivo; Nota 4—“Principales adquisiciones y desinversiones”; Nota 10—“Activos financieros”; Nota 15—“Pasivos financieros”; Nota 16—“Gestión de riesgos financieros y del capital”; Nota 21—“Ingresos y gastos de explotación”; Nota 23—“Ingresos y gastos financieros”; y Nota 24—“Flujos de efectivo de las actividades de explotación”.
- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Apartado 1—“Principales acontecimientos del periodo”; apartado 2.3—“Plan estratégico 2016-2020”; y apartado 4—“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”.
- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Estado de flujos de efectivo; Nota 4—“Cambios en la composición del Grupo”; Nota 11—“Activos financieros”; Nota 16—“Pasivos financieros”; Nota 17—“Gestión de riesgos financieros y del capital”; Nota 22—“Ingresos y gastos de explotación”; Nota 24—“Ingresos y gastos financieros”; y Nota 26—“Flujos de efectivo de las actividades de explotación”.
- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Apartado 4—“Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas”.

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

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 3—“Entorno macroeconómico” y en el apartado 7—“Evolución previsible” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015, que se incorpora en la Sección II.C. del presente Documento de Registro. Esta información se actualiza y complementa con 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” e “Incertidumbre en el contexto económico actual” contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro y con la información que se incluye a continuación.

Al margen de lo indicado en el epígrafe 9.2.3 del presente Documento de Registro en relación con los precios del crudo y gas, desde el 31 de diciembre de 2015 hasta la fecha del presente Documento de

Registro, Repsol no tiene constancia de que, en relación con sus actividades, se haya producido ninguna otra tendencia reciente significativa.

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, al menos para el ejercicio actual.

Los principales factores que podrían tener una incidencia en las perspectivas del Grupo Repsol son aquellos contenidos en la Sección I—“*Factores de Riesgo*”, sin perjuicio de la información que se recoge en la Nota 20—“*Situación fiscal*”; en la Nota 28—“*Contingencias legales*”; y en la Nota 29—“*Compromisos y Garantías*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015; así como en el apartado 3—“*Entorno macroeconómico*”, en el apartado 5—“*El desempeño de nuestros negocios*” y en el apartado 7—“*Evolución previsible*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.). Adicionalmente, véase epígrafe 20.8—“*Procedimientos judiciales y de arbitraje*” del presente Documento de Registro.

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

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

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

No procede.

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

No procede.

13.3 Previsión o estimación de los beneficios

No procede.

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

No procede.

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

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

La información relativa a este epígrafe se recoge, parcialmente, en el apartado 2.2—“*Gobierno Corporativo*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 y en los apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16 y C.1.17 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2015 que, de conformidad con lo previsto en el artículo 538 del *Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital* (la “**LSC**”), forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro). En este sentido, el Informe Anual de Gobierno Corporativo se incorpora como Anexo II al referido Informe de Gestión. Esta información se complementa y/o actualiza con la que se recoge a continuación.

A) Consejo de Administración

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

<u>Nombre/Denominación social</u>	<u>Cargo</u>	<u>Carácter del Consejero</u>	<u>Accionista que propuso su nombramiento</u>	<u>Fecha último nombramiento</u>
D. Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Externo ⁽¹⁾	--	30/04/2015
D. Isidro Fainé Casas	Vicepresidente Primero	Dominical	Caixabank, S.A.	31/05/2012
D. Manuel Manrique Cecilia	Vicepresidente Segundo	Dominical	Sacyr, S.A.	31/05/2013
D. Josu Jon Imaz San Miguel.....	Vocal, Consejero delegado	Ejecutivo	--	30/04/2015
D. Artur Carulla Font ⁽²⁾	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical	Temasek Holdings (Private) Limited	31/05/2013
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
D. Javier Echenique Landiribar.....	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
Dña. María Isabel Gabarró Miquel.....	Vocal	Independiente	--	31/05/2013
D. Gonzalo Gortázar Rotaache.....	Vocal	Dominical	CaixaBank, S.A.	30/04/2015
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical	Sacyr, S.A.	30/04/2015
D. Henri Philippe Reichstul ⁽³⁾	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. J. Robinson West.....	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Vocal, Secretario	Ejecutivo	--	31/05/2013

(1): D. Antonio Brufau Niubó ha sido Presidente ejecutivo de Repsol, S.A. hasta el 30 de abril de 2015.

(2): Por acuerdo del Consejo de Administración, ostenta la condición de Consejero Coordinador, con las funciones de (i) solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente; (ii) solicitar la inclusión de nuevos puntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración; (iii) coordinar, reunir y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos; (iv) dirigir la evaluación periódica por el Consejo del Presidente de este órgano; (v) convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes; (vi) presidir el Consejo de Administración en ausencia del Presidente y Vicepresidentes; (vii) mantener contactos con inversiones y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de Repsol, S.A. ; y (viii) coordinar el plan de sucesión del Presidente.

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

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 30 de marzo de 2016, aprobó someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 19 y 20 de mayo de 2016 en primera y segunda convocatoria, respectivamente, la reelección por un nuevo mandato estatutario de 4 años del Sr. Fainé Casas, así como la ratificación del nombramiento realizado por cooptación y reelección por un nuevo mandato estatutario de 4 años del Sr. Gortázar Rotaache.

La dirección profesional de todos los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. es, a estos efectos, Calle Méndez Álvaro, 44, Madrid.

A continuación se recoge la formación y experiencia profesional relevante de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A., incluyendo las principales actividades que estas personas desarrollan o han desarrollado al margen de Repsol, S.A.

▪ ***Antonio Brufau Niubó***

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

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

En la actualidad ocupa, además de la presidencia de Repsol, la vicepresidencia de Gas Natural Fenosa y la presidencia de la Fundación Repsol. Asimismo, es miembro del Consejo de Acción Empresarial de CEOE, Miembro de la Asociación Española de Directivos y del Círculo de Economía, Patrono de la Fundación Privada Instituto Ildefons Cerdà, Patrono de la Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos), Presidente del Consorcio Interinstitucional GLOBALleida, Miembro del CEC (Consejo Empresarial para la Competitividad), Patrono del Real Instituto Elcano, Patrono de FUNSEAM, Patrono de COTEC (Fundación para la Innovación Tecnológica) y Patrono de la Fundación Princesa Girona.

▪ ***Isidro Fainé Casas***

Doctor en Ciencias Económicas, ISMP en Business Administration por la Universidad de Harvard y diplomado en Alta Dirección por el IESE. Además, es Académico Numerario de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras y de la Real Academia de Doctores. Inició su carrera profesional en banca como Director de Inversiones en el Banco Atlántico, en 1964, para posteriormente incorporarse, en 1969, como Director General del Banco de Asunción en Paraguay. A continuación, regresó a Barcelona para ocupar diferentes cargos de responsabilidad en varias entidades financieras: Director de Personal de Banca Riva y García (1973), Consejero y Director General de Banca Jover (1974) y Director General de Banco Unión, S.A. (1978). En 1982 se incorporó a “la Caixa” como Subdirector General, ocupando diversos cargos de responsabilidad. En abril de 1991 fue nombrado Director General Adjunto Ejecutivo y en 1999 Director General de la entidad, cuya presidencia asumió en junio de 2007 hasta junio de 2014. Actualmente es Presidente de CaixaBank, S.A. y de Critería Caixa, S.A., Presidente del Patronato de la Fundación Bancaria “la Caixa”, Vicepresidente de Telefónica, S.A. y Consejero de Banco Portugués de Inversión, S.A., The Bank East of Asia, Gas Natural SDG, S.A. y Suez Environnement Company.

Actualmente ocupa la presidencia de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA), y es Presidente de European Savings Banks Group (ESBG) y Vicepresidente del World Savings Banks Institute (WSBI). Asimismo es Presidente de la Confederación Española de Directivos y Ejecutivos (CEDE), del Capítulo Español del Club de Roma y del Círculo Financiero y miembro del Consejo Empresarial para la Competitividad.

▪ ***Manuel Manrique Cecilia***

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

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

Asimismo, el Sr. Manrique es titular indirecto del 5,064% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.

▪ ***Josu Jon Imaz San Miguel***

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

Inició su carrera profesional en los ámbitos de la investigación –fue enviado por el Centro de Investigación INASMET al Centro tecnológico francés CETIM, en Nantes– y de la promoción de proyectos industriales (Grupo Mondragón) y empresariales vinculados al mundo de la energía. También fue investigador visitante en la Harvard Kennedy School, en Estados Unidos. Adicionalmente a su actividad empresarial, el Sr. Imaz desempeñó también responsabilidades políticas entre las que destaca la Consejería de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco en 1999 y la Presidencia de la Ejecutiva de EAJ-PNV.

El Sr. Imaz se incorporó al Grupo Repsol en 2008 como presidente de su filial Petronor, compañía en la que ha gestionado con éxito los retos de modernización, sostenibilidad y relaciones con el entorno. En 2012 se incorporó al Comité de Dirección de Repsol y, como Director General del Área Industrial y Nuevas Energías, culminó con éxito dos de los proyectos recientes más importantes de la compañía: la modernización de la refinería de Cartagena y la construcción de una nueva planta de reducción de fuelóleo en la refinería de Petronor en Muskiz.

▪ ***Artur Carulla Font***

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

▪ ***Luis Carlos Croissier Batista***

Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Domínguez, S.A., N+1-Dinamia, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

▪ ***Rene Dahan***

El Sr. Dahan ha sido Consejero y Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil. Comenzó su carrera profesional en Exxon en la refinería de Rotterdam en 1964. Tras haber ocupado varios puestos en las áreas de operaciones, ingeniería y recursos humanos, en 1974 fue nombrado responsable de los 325 kbd de la Refinería de Rotterdam.

En 1976 se trasladó a las oficinas centrales europeas de Exxon donde fue responsable de la actividad de gas natural de Exxon en Europa. Tras un breve periodo en las oficinas de Exxon en Nueva York, fue nombrado Director General (CEO) de Esso BV, la filial de la compañía encargada de toda la actividad de Upstream y Downstream en Bélgica, Holanda y Luxemburgo.

En 1990 se trasladó a Nueva Jersey (Estados Unidos de América) y en 1992 fue nombrado Presidente de Exxon Company International, responsable de todo el negocio de Exxon fuera de Norte América.

En 1998 se convirtió en miembro del Comité de Dirección y en Director de Exxon en Dallas, siendo responsable de todo el negocio de Downstream y químico a nivel mundial.

En 1999 lideró la fusión entre Exxon y Mobil y fue nombrado Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil hasta su retiro, en el año 2002.

Entre 2002 y 2009 ha ocupado el cargo de Consejero en los Consejos Supervisores de VNU, N.V., TNT N.V. y Aegon N.V., así como en los de CVC (capital riesgo) y el Grupo Guggenheim en Nueva York.

El 1 de Octubre de 2013 dimitió de su cargo como Presidente del Consejo Supervisor de Royal Ahold, N.V., cargo en el que estuvo los últimos 10 años.

Es miembro del Consejo Internacional Asesor del Instituto de Empresa en Madrid y Presidente de la Fundación Dahan Family.

▪ ***Ángel Durández Adeva***

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

▪ ***Javier Echenique Landiribar***

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

miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

▪ ***Mario Fernández Pelaz***

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

▪ ***María Isabel Gabarró Miquel***

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

▪ ***Gonzalo Gortázar Rotaache***

Licenciado en Derecho y en Ciencias Empresariales por la Universidad Pontificia Comillas (ICADE) y Máster en Business Administration with distinction por INSEAD. Ha sido Director General de Finanzas de CaixaBank hasta su nombramiento como Consejero Delegado en junio de 2014. Previamente fue Consejero Director General de Critería entre 2009 y Junio de 2011. Desde 1993 a 2009 trabajó en Morgan Stanley en Londres y en Madrid, donde ocupó diversos cargos en la división de Banca de Inversión liderando el Grupo de Instituciones Financieras en Europa hasta mediados del año 2009, momento en el que se incorporó a Critería. Actualmente es Consejero Delegado de CaixaBank, Presidente de VidaCaixa y miembro del Consejo de Administración de Grupo Financiero Inbursa y de Erste Bank.

▪ ***José Manuel Loureda Mantiñán***

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

El Sr. Loureda es titular indirecto del 7,81% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L.

▪ ***Henri Philippe Reichstul***

Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de

Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente y Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de BRF S/A, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

▪ **J. Robinson West**

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

Con anterioridad desempeñó cargos de alta responsabilidad en el gobierno, en diversas administraciones. Así, bajo el gobierno de Ronald Reagan, trabajando en la Secretaria de Interior, desarrolló e implementó el plan quinquenal de arrendamiento de la plataforma continental exterior estadounidense, organizando para ello la mayor subasta no financiera del mundo. Durante la presidencia de Gerald Ford trabajó para la Casa Blanca y en la Secretaria de Defensa para Asuntos Económicos Internacionales, por lo que recibió la medalla de Defensa en reconocimiento a sus servicios civiles.

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

Es también miembro del Consejo Nacional del Petróleo, Co-Presidente del German Marshall Fund of the US y Presidente emérito del Instituto de Paz de los Estados Unidos, Presidente de Magellan Petroleum y Paragon Offshore y Consejero de Stewart & Stevenson. Asimismo, ha sido Consejero de Key Energy Services Inc.

▪ **Luis Suárez de Lezo Mantilla**

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

B) Altos Directivos

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

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. son los siguientes:

Nombre	Cargo
D. Josu Jon Imaz San Miguel.....	Consejero Delegado
D. Miguel Martínez San Martín	Director General (CFO)
Dña. Begoña Elices García.....	Directora General de Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	Director General Exploración y Producción
Dña. María Victoria Zingoni	Directora General de Downstream
D. Miguel Klingenberg Calvo	Director Corporativo de Asuntos Legales
D. Antonio Lorenzo Sierra	Director Corporativo de Estrategia, Planificación y Global Solutions
D. Arturo Gonzalo Aizpiri.....	Director Corporativo de Personas y Organización

A continuación se recoge la formación y experiencia profesional relevante de los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo (Altos Directivos) de Repsol, S.A. que no forman parte del Consejo de Administración, incluyendo las principales actividades que estas personas desarrollan o han desarrollado al margen de Repsol, S.A.

▪ ***Miguel Martínez San Martín***

Ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y especialista en sistemas de información financiera. PADE por el IESE. MCR por el IMD de Lausanne.

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

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

En 2007 fue nombrado Director General de Operaciones de la compañía.

En la actualidad es Director General (CFO).

▪ ***Begoña Elices García***

Licenciada en Ciencias de la Información por la Universidad Complutense de Madrid.

Actualmente es Directora General de Comunicación y de Presidencia de Repsol, con responsabilidad sobre la estrategia de comunicación corporativa, el marketing, la publicidad, el patrocinio deportivo y la marca e identidad corporativas de Repsol.

Antes de su incorporación a Repsol, desempeñó diversas funciones de responsabilidad en la comunicación corporativa dentro del sector financiero, entre las que cabe destacar el cargo de Subdirectora General y responsable de Relaciones Informativas del Banco Santander Central Hispano, entidad a la que llegó tras desempeñar idénticas funciones en el Banco Central Hispano.

Con anterioridad a su dedicación al ámbito de la Comunicación Corporativa, desempeñó durante diez años tareas informativas en la Agencia EFE, medio en el que realizó diversas funciones periodísticas dentro de las áreas de internacional, nacional y economía.

▪ ***Luis Cabra Dueñas***

Doctor en Ingeniería Química por la Universidad Complutense de Madrid. Ha cursado dirección de empresas en los centros internacionales INSEAD e IMD.

Inició su carrera en Repsol en 1984 como ingeniero de procesos en la refinería de La Coruña. Desde entonces ocupó puestos de dirección en las áreas de Refino, Tecnología, Ingeniería, Compras, y Seguridad y Medio Ambiente.

Ha representado a Repsol en asociaciones internacionales, entre ellas ha sido Presidente del Comité de Carburantes de la Asociación Europea de la Industria del Petróleo, Presidente de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles y miembro del European Research Advisory Board.

Ha colaborado como Profesor Titular y Asociado en las Universidades Complutense y de Castilla-La Mancha.

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

▪ ***Maria Victoria Zingoni***

Contador Público Nacional por la Universidad del Comahue (Neuquén, Argentina). Obtuvo el reconocimiento *summa cum laude* en el Executive Master in Business Administration en el IAE, Escuela de Negocios de la Universidad Austral en Buenos Aires.

Se incorporó al Grupo Repsol en 1999, asumiendo distintas funciones dentro del negocio de *Upstream*.

En abril de 2008 fue nombrada Directora de Relaciones con Inversores y en enero de 2013 le fue confiada la Dirección Corporativa Financiera de la compañía, cargo desde el que fue responsable de aspectos como el desarrollo y control financiero, la gestión y control de riesgos financieros y mercados o la financiación de la compañía.

La Sra. Zingoni fue la encargada de materializar la venta de los bonos de la República Argentina como indemnización por la expropiación de YPF, en febrero de 2014. Una operación estratégica que permitió a Repsol reforzar su solidez financiera y abrirse camino a una nueva etapa.

Por su perfil y conocimiento del negocio, en enero de 2015 fue designada como líder del proyecto de integración con Talisman.

Su gestión como Directora de Relación con Inversores supuso para la compañía varios reconocimientos como Mejor compañía europea de petróleo y gas por su relación con los inversores por IR Magazine, la Compañía europea de su sector con mejor relación con los inversores según Institutional Investor.

En la actualidad se desempeña como Directora General de Downstream y es miembro del Comité Ejecutivo Corporativo desde mayo 2015. Asimismo es Presidenta de Petrocat (Societat Catalana de Petrolis), Presidenta de RCPP (Repsol Comercial de Productos Petroleros) y Consejera de Petronor (Petróleos del Norte).

▪ ***Miguel Klingenberg Calvo***

Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto y en Administración de Empresas por ICADE.

Se incorporó a Repsol como Vicesecretario General en septiembre de 2012.

Antes de su incorporación a Repsol ejerció como abogado en distintos despachos incluyendo Hervada & Klingenberg, del que fue socio fundador y, posteriormente, en Freshfields Bruckhaus Deringer LLP, dónde fue socio y responsable del departamento fiscal en España y Socio-Director de las oficinas españolas entre 2006 y 2010, participando en distintos órganos de gobierno de la firma, como su Comité de Dirección Regional y la Comisión de Pro- Bono y RSC.

Es patrono de la Fundación del Museo Thyssen-Bornemisza.

En la actualidad desempeña el cargo de Director Corporativo de Asuntos Legales en Repsol y es miembro del Comité de Dirección desde mayo de 2015.

▪ **Antonio Lorenzo Sierra**

Licenciado en Derecho y en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Pontificia de Comillas (ICADE). Posteriormente cursó el Programa de Desarrollo Directivo (PDD) del IESE y otros programas de especialización.

Se incorporó al Grupo Repsol en 1990, asumiendo distintas funciones en el área económico financiera.

En febrero de 2001 fue nombrado Director Económico Financiero del Grupo Repsol en Brasil, con responsabilidad sobre las áreas de Contabilidad, Fiscal, Financiera, Seguros, Planificación y Control de Gestión, Tecnologías de la Información y de Compras y Contrataciones.

Desde 2008 ocupó posiciones directivas en el área de Planificación, Control, Gestión del Entorno Regulatorio y Riesgos de la compañía. Desde estos cargos, ha liderado la reformulación del modelo de planificación y control del Grupo, así como de la información de gestión, y participado en el lanzamiento y puesta en marcha de programas de eficiencia y mejora de los resultados del Grupo.

En la actualidad desempeña como Director Corporativo de Estrategia, Planificación y Global Solutions, con responsabilidad sobre las áreas de Estrategia, Planificación y Control, Estudios, Reporting e información de Gestión, Seguros, Riesgos, Sistemas de Información, Compras y Contrataciones y Gestión Patrimonial, y es miembro de los Comités Ejecutivos del Grupo desde mayo 2015.

▪ **Arturo Gonzalo Aizpiri**

Doctor *cum laude* en Ciencias Químicas por la Universidad Complutense de Madrid. Programa de Desarrollo Directivo (PDD) del IESE.

Se incorporó al Grupo Repsol en 1990, asumiendo distintas funciones en las áreas de Investigación, Medio Ambiente, Seguridad y Calidad, Medios y Relaciones Institucionales.

Ha sido Director de la Agencia de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid y Secretario General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático en el Ministerio de Medio Ambiente. Formó parte del Consejo de Administración del Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) y del Comité de Apoyo y Seguimiento de la Comisión Interministerial de Ciencia y Tecnología.

En diciembre de 2010 fue elegido Presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía y Vicepresidente del Club Español de la Energía.

En 2014 fue elegido Vice Presidente del Comité de Inversiones del BIAC (Comité Consultivo Económico e Industrial de la OCDE).

Entre diciembre de 2012 y marzo de 2016 ocupó el puesto de Director Corporativo de Relaciones Institucionales de Repsol.

Ha publicado artículos en revistas españolas e internacionales, y ejercido con regularidad actividad docente en el Instituto Superior de la Energía de Madrid y otras instituciones.

Es miembro del Patronato de la Fundación Repsol y del Comité Español de UNICEF.

Actualmente es Director Corporativo de Personas y Organización de Repsol.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol, S.A., durante los 5 años anteriores a la fecha del Documento de Registro, ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1 ha sido condenada en relación con delitos de fraude; ni ha sido miembro del órgano de administración, gestión o supervisión ni alto directivo de entidades incursas en cualquier procedimiento concursal o proceso

de liquidación, a excepción de D. J Robinson West que es Presidente de Paragon Offshore, sociedad que se encuentra incurso en un procedimiento concursal conforme a la legislación estadounidense (*Chapter 11 of the US Bankruptcy Code*); ni ha sido objeto de ninguna incriminación pública oficial ni sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni ha sido descalificada por un tribunal por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de una sociedad emisora o por su actuación en la gestión de los asuntos de una sociedad emisora.

Asimismo, de conformidad con la información de que dispone Repsol, S.A., no existen vínculos de naturaleza familiar entre ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 26—“*Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en los apartados C.1.19, C.1.23 y D.6 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

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

Según la información que ha sido facilitada a Repsol, S.A., ninguna de las personas mencionadas en el epígrafe 14.1 anterior tiene conflictos de interés entre sus deberes para con Repsol, S.A. y sus intereses privados, ni realizan actividades por cuenta propia o cuenta ajena que entrañen una competencia efectiva, sea actual o potencial, con la Sociedad o que, de cualquier otro modo, le sitúen en un conflicto permanente con los intereses de la Sociedad.

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

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto. Asimismo, los Consejeros deberán adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con Repsol S.A. Cualquier situación en la que los intereses de los Consejeros puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para la Sociedad, deberá ser comunicada al Consejo de Administración. Se excluyen de la obligación de abstención los acuerdos o decisiones que le afecten en su condición de Consejero, tales como su designación o revocación para cargos en el Consejo de Administración.

- Salvo dispensa del Consejo de Administración, el Consejero no podrá formar parte de más de 4 Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla: (a) se computarán como 1 solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquellos de los que se forme parte en calidad de Consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y (b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.
- El Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales y actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza, así como de los

cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

- Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando, entre otros supuestos, se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos, entre los cuales se encuentra el supuesto en que el Consejero se halle en una situación de conflicto permanente de intereses con Repsol, S.A.
- El artículo 19 del Reglamento del Consejo de Administración recoge las obligaciones básicas de los Consejeros derivadas del deber de lealtad. En particular, el deber de lealtad contempla, entre otras, las siguientes obligaciones de los Consejeros:
 - No ejercitar sus facultades con fines distintos de aquéllos para los que le han sido concedidas.
 - Guardar secreto sobre las deliberaciones de los órganos colegiados de Repsol, S.A., así como sobre informaciones, datos, informes o antecedentes a los que haya tenido acceso en el desempeño de su cargo.
 - Abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto.
 - Desempeñar sus funciones bajo el principio de responsabilidad personal con libertad de criterio o juicio e independencia respecto de instrucciones y vinculaciones de terceros.
 - Adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con Repsol, S.A. En particular, este deber obliga al Consejero a abstenerse de: (i) realizar transacciones con Repsol, S.A., a salvo de lo previsto en el artículo 23 del Reglamento del Consejo; (ii) utilizar el nombre de Repsol, S.A. o invocar su condición de Consejero para influir indebidamente en la realización de operaciones privadas; (iii) hacer uso de los activos sociales, incluida la información confidencial de Repsol, S.A., con fines privados; (iv) aprovecharse de las oportunidades de negocio de Repsol, S.A.; (v) obtener ventajas o remuneraciones de terceros distintos a Repsol, S.A. y el Grupo asociadas al desempeño de su cargo, salvo que se trate de atenciones de mera cortesía; o (vi) desarrollar actividades por cuenta propia o ajena que entrañen una competencia efectiva, sea actual o potencial, con Repsol, S.A. o que, de cualquier otro modo, le sitúen en un conflicto permanente con los intereses de Repsol, S.A., todo ello en los términos previstos en la Ley y en los artículos siguientes del Reglamento del Consejo de Administración.
 - Informar a Repsol, S.A., en un plazo de 5 días hábiles, de las acciones de la misma, opciones sobre acciones o derivados referidos al valor de la acción, así como de las modificaciones que sobrevengan en dicha participación o derechos de que sea titular, directamente o a través de sus familiares directos o de sociedades en las que tenga una participación significativa.
 - Conducirse con la solidaridad y coordinación debidas como miembro de un órgano colegiado.
- Los artículos 20 a 23 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que Repsol, S.A. realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

El artículo 20 del Reglamento del Consejo regula la obligación de no competencia de los Consejeros, estableciendo como regla general que los Consejeros no podrán dedicarse, por cuenta propia o ajena, a actividades cuyo ejercicio constituya competencia con Repsol, S.A. salvo que concurran las siguientes circunstancias:

- (i) que razonablemente sea previsible que la situación de competencia no causará un daño a Repsol, S.A. o que el daño previsible que pueda causarle se compense con el beneficio esperado que Repsol, S.A. pueda razonablemente obtener por permitir dicha situación de competencia;
- (ii) que, tras haber recibido asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera y previa audiencia del accionista o Consejero afectado, la Comisión de Nombramientos emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en el punto (i) anterior; y
- (iii) que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable del 75% del capital social presente y representado en la Junta General.

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

El artículo 23 del Reglamento del Consejo establece los requisitos sustantivos y procedimentales aplicables a las operaciones de Repsol, S.A. con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

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

Como regla general, en el caso de operaciones vinculadas que (i) sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) tengan por objeto activos estratégicos de Repsol; (iii) impliquen transferencia de tecnología relevante de Repsol; o (iv) se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si (i) la transacción resulta justa y eficiente desde el punto de vista del interés de Repsol, S.A.; (ii) lo corrobora la Comisión de Nombramientos tras recabar el informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada; y (iii) la Junta General de Accionistas autoriza la operación con una mayoría reforzada del 75% del capital presente y representado en la Junta General de Accionistas.

Cuando concurran razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General de Accionistas, y siempre y cuando el valor de la transacción no sea superior al 10% de los activos sociales, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos resulte favorable a la operación; y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos 2/3 de los miembros del Consejo que no se hallen incurso en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y del experto independiente antes mencionados y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

La Junta General de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, aprobó la incorporación de las previsiones de los artículos 20 y 23 del Reglamento del Consejo de Administración a los Estatutos

Sociales mediante la adición de un nuevo artículo 22 bis (“Operaciones vinculadas”) y de un nuevo artículo 44 bis (“Prohibición de competencia”).

El Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Retribuciones, podrá dispensar en casos singulares las prohibiciones contenidas en los artículos 21 y 22 del Reglamento del Consejo y aquellos otros que no figuren específicamente regulados, con sujeción en todo caso a lo previsto en la Ley, en los Estatutos sociales y en dicho Reglamento.

El Consejero únicamente podrá hacer uso de los activos de Repsol, S.A. o valerse de su posición en esta última para obtener una ventaja patrimonial, con la autorización del Consejo de Administración, en los términos previstos en el artículo 24 del Reglamento del Consejo, y siempre y cuando haya satisfecho una contraprestación adecuada. En caso de que se le dispense de tal contraprestación, la ventaja patrimonial así obtenida se conceptuará como retribución indirecta y deberá ser autorizada por el Consejo de Administración previo informe de la Comisión de Retribuciones, con estricta observancia, si la ventaja es recibida en su condición de socio, del principio de paridad de trato entre los accionistas.

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

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

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el Ámbito del Mercado de Valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. en su condición de “Personas Afectadas” (personas con acceso recurrente a información privilegiada de la Sociedad) por el citado Reglamento Interno de Conducta (artículo 2.2), recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 lo siguiente:

▪ Apartado 8.3—“Prevención de los conflictos”:

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

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

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

▪ Apartado 8.4—“Resolución de conflictos”:

“Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses

deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.”

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

“Los conflictos de intereses aparecen cuando los intereses personales de los empleados, de forma directa o indirecta, son contrarios o entran en colisión con los intereses de la Compañía, interfieren en el cumplimiento recto de sus deberes y responsabilidades profesionales o les involucran a título personal en alguna transacción u operación económica de la Compañía.

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

Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la Compañía, se abstendrán de representar a la misma e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, ellos mismos o personas vinculadas a ellos, tuvieran interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol.

A estos efectos, tendrán la consideración de personas vinculadas, el cónyuge o las personas con análoga relación de afectividad, los ascendientes, descendientes y hermanos del propio empleado y de su cónyuge, los cónyuges de los ascendientes, descendientes y hermanos del empleado y las sociedades controladas, directa o indirectamente por el empleado o por una persona interpuesta.

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

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

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

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

Al margen de los Consejeros dominicales de Repsol, S.A. (véase epígrafe 14.1 del Documento de Registro), ninguno de los miembros del Consejo de Administración o del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. ha sido designado para su cargo en virtud de algún tipo de acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores o cualquier otra persona o entidad.

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

Según la información de que dispone Repsol, S.A., ninguna de las personas mencionadas en el epígrafe 14.1 anterior que sea titular de acciones o valores de Repsol, S.A. ha asumido restricción temporal alguna sobre su libre disposición, al margen de las restricciones previstas en la normativa aplicable y de las que se detallan a continuación.

Tal y como contempla el artículo 227 del *Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores*, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el Ámbito del Mercado de Valores prohíbe a los Consejeros y miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A., entre otras personas, la realización de operaciones sobre los valores emitidos por Repsol, S.A. o por sociedades del Grupo Repsol que se negocien en mercados regulados (artículo 2.3), cuando dispongan de información privilegiada relativa a dichos valores o a los emisores de los mismos.

Asimismo, los Consejeros y miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A., en su condición de “*Personas Afectadas*” (personas con acceso recurrente a información privilegiada de la Repsol) por el citado Reglamento Interno de Conducta (artículo 2.2), no podrán realizar operaciones sobre los valores referidos desde 15 días naturales antes de cada fecha de presentación de resultados de Repsol, S.A. (anuales, semestrales y trimestrales) hasta el día hábil bursátil siguiente a su publicación.

15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS

15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 26—“*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo*” y en la Nota 27—“*Obligaciones con el personal*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015, así como en los apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.5 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015.

Esta información se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2015 que, al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro y puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 30 de marzo de 2016, acordó someter a votación consultiva de la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 19

y 20 de mayo de 2016 en primera y segunda convocatoria, respectivamente, el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2015.

15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 26—“*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo*” y en la Nota 27—“*Obligaciones con el personal*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015, así como en los apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.5 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015. Esta información se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2015.

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

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

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

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

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

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 26—“*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en el apartado C.1.45 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2015 (véase Sección II.C.) y se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2015.

No ha habido modificaciones significativas desde el 31 de diciembre de 2015 hasta la fecha del presente Documento de Registro.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado C.2 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.).

A continuación se incluye la composición actual de la Comisión de Auditoría y Control y de la Comisión de Retribuciones, así como de las demás comisiones del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

▪ *Comisión Delegada*

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión Delegada de Repsol, S.A.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Tipología</u>
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Externo ⁽¹⁾
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Vocal	Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo
D. Artur Carulla Font.....	Vocal	Independiente
D. Henri Philippe Reichstul.....	Vocal	Independiente
D. J.Robinson West	Vocal	Independiente
D. Isidro Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan.....	Vocal	Dominical

(1): D. Antonio Brufau Niubó ha sido Presidente ejecutivo de Repsol, S.A. hasta el 30 de abril de 2015.

▪ *Comisión de Auditoría y Control*

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Auditoría y Control de Repsol, S.A.

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

▪ *Comisión de Nombramientos*

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Nombramientos de Repsol, S.A.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Tipología</u>
D. Artur Carulla Font.....	Presidente	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeché	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical

▪ **Comisión de Retribuciones**

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Retribuciones de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font.....	Presidente	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeché	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical

▪ **Comisión de Sostenibilidad**

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Sostenibilidad de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Presidenta	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Gonzalo Gortázar Rotaeché	Vocal	Dominical

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

Repsol cumple con la normativa española vigente de gobierno corporativo.

En el apartado G “Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo” del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2015 (véase Sección II.C.), Repsol, S.A. ha dado cuenta del grado de cumplimiento de todas las recomendaciones del Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas publicado por la CNMV en febrero de 2015.

Del total de sus 64 recomendaciones, Repsol cumple íntegramente 54 recomendaciones, no le son aplicables 7 recomendaciones (2ª, 10ª, 11ª, 19ª, 20ª, 23ª y 28ª) y no cumple 3 (13ª, 61ª y 62ª) que se explican, asimismo, a continuación:

- **Recomendación 13ª:** *Que el consejo de administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre 5 y 15 miembros.*

La Junta General ha considerado conveniente para Repsol, S.A., tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en su órgano de administración, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista. A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 30 de abril de 2014, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

- **Recomendación 61ª:** *Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.*

Al tratarse de un recomendación nueva del Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas y cuyo cumplimiento requiere de aprobación por la Junta General de Accionistas, Repsol, S.A. se encuentra analizando esta recomendación.

- **Recomendación 62ª:** *Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución. Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.*

Al tratarse de una recomendación nueva del Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas y cuyo cumplimiento requiere de aprobación por la Junta General de Accionistas, Repsol, S.A. se encuentra analizando esta recomendación.

17. EMPLEADOS

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 26—“Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo” y en la Nota 27—“Obligaciones con el personal” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 así como en el apartado A.3 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

De acuerdo con los datos de que dispone Repsol, S.A., a la fecha del presente Documento de Registro, el número total de acciones de Repsol, S.A. titularidad de los actuales Consejeros asciende a 950.441 acciones, que representan aproximadamente el 0,066% del capital social de Repsol, S.A.

MIEMBROS CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN	Núm. acciones directas	Núm. acciones indirectas	Núm. acciones totales	Participación total capital (%)	Núm. opciones
D. Antonio Brufau Niubó.....	451.384	1.022	452.406	0,031	--
D. Isidro Fainé Casas	32.793	--	32.793	0,002	--
D. Manuel Manrique Cecilia	124	1.092	1.216	0,000	--
D. Josu Jon Imaz San Miguel	93.829	--	93.829	0,007	--
D. Artur Carulla Font	76.043	--	76.043	0,005	--
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.545	631	2.176	0,000	--
D. Rene Dahan	32.883	--	32.883	0,002	--
D. Ángel Durández Adeva	11.192	--	11.192	0,001	--
D. Javier Echenique Landiribar	--	22.183	22.183	0,002	--
D. Mario Fernández Pelaz	5.158	--	5.158	0,000	--
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	10.815	5.059	15.874	0,001	--
D. Gonzalo Gortázar Rotaache.....	10.454	--	10.454	0,001	--
D. José Manuel Loureda Mantiñán	71	154.485	154.556	0,011	--
D. Henri Philippe Reichstul.....	50	--	50	0,000	--
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	39.628	--	39.628	0,003	--
D. J. Robinson West.....	--	--	--	--	--
Total	765.969	184.472	950.441	0,066	--

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

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A., que no forman parte del Consejo de Administración, son titulares de un total de 344.707 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 0,024% del capital social.

MIEMBROS COMITÉ EJECUTIVO CORPORATIVO (que no forman parte del Consejo)	Núm. acciones directas	Núm. acciones indirectas	Núm. acciones totales	Participación total capital (%)
D. Miguel Martínez San Martín	215.840	--	215.840	0,015
Dña. Begoña Elices García.....	34.446	399	34.845	0,002
D. Luis Cabra Dueñas	36.015	--	36.015	0,002
Dña. María Victoria Zingoni Dominguez.....	36.916	--	36.916	0,002
D. Miguel Klingenberg Calvo	5.471	--	5.471	0,000
D. Antonio Lorenzo Sierra	13.800	--	13.800	0,000
D. Arturo Gonzalo Aizpiri.....	1.820	--	1.820	0,000
Total	344.308	399	344.707	0,024

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

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 13—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015, así como en los apartados A.2 y H.1.2 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 incluido en la Sección II.C. del presente Documento de Registro, y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

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

ACCIONISTAS SIGNIFICATIVOS	Derechos de voto (%)		
	Directo	Indirecto	Total
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona.....	--	12,364 ⁽¹⁾	12,364
Sacyr, S.A.	--	8,476 ⁽²⁾	8,476
Temasek Holdings (Private) Limited	--	4,953 ⁽³⁾	4,953
Blackrock, Inc.	--	3,038 ⁽⁴⁾	3,038
Total	--	28,831	28,831

Fuente: Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información facilitada por los accionistas a Repsol, S.A. y a la CNMV.

(1): A través de CaixaBank, S.A.

(2): A través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

(3): A través de Chembra Investment Pte. Ltd.

(4): A través de diversos fondos y cuentas gestionadas por gestores de inversiones (*investment managers*) bajo su control.

18.3 El control del emisor

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

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

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

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.C.):
Nota 25—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y Nota 26—“*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo*”.
- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (véase Sección II.D.):
Nota 27—“*Información sobre operaciones con partes vinculadas*” y Nota 28—“*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo*”.
- Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015:
Apartados C.1.15 y C.1.16 (“*Consejo de Administración*”), apartados D.2, D.3 y D.4 (“*Operaciones vinculadas*”) y apartados H.1.5, H.1.8 y H.1.9 (“*Otras informaciones de interés*”).
- Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2014:
Apartados C.1.15 y C.1.16 (“*Consejo de Administración*”), apartados D.2, D.3 y D.4 (“*Operaciones vinculadas*”) y en los apartados H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8 (“*Otras informaciones de interés*”).
- Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2013:
Apartados C.1.15 y C.1.16 (“*Consejo de Administración*”), en los apartados D.2, D.3 y D.4 (“*Operaciones vinculadas*”) y en los apartados H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8 (“*Otras informaciones de interés*”).

Los informes anuales de Gobierno Corporativo correspondientes a los ejercicios 2015 y 2014, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 de la LSC, forman parte integrante del Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014 (véanse Secciones II.C. y II.D.), respectivamente.

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2013, que puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

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

- Accionistas significativos: según la última información disponible a 31 de diciembre de 2015.
- Administradores y directivos: entendiéndose como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como a los del Comité Ejecutivo Corporativo.
- Personas o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 31 de diciembre de 2015. Repsol no tiene constancia de la realización desde el 31 de diciembre de 2015 hasta la fecha del presente Documento de Registro de operaciones significativas con partes vinculadas que no formen parte del giro o tráfico ordinario de Repsol o que no se hayan realizado en condiciones de mercado.

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

20.2 Información financiera pro-forma

No procede.

20.3 Estados financieros

Los estados financieros anuales consolidados correspondientes a los ejercicios 2015 y 2014 se incluyen en la Sección II.C. y en la Sección II.D. del presente Documento de Registro, respectivamente.

En el epígrafe 24—“*Documentos para consulta*” se indica dónde pueden ser consultados por cualquier interesado los estados financieros anuales individuales de Repsol, S.A. y los consolidados del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2015, 2014 y 2013.

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual

20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. y las consolidadas del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido auditadas por Deloitte (véase epígrafe 2—“*Audidores de cuentas*”), sin que se hayan puesto de manifiesto salvedades en sus correspondientes informes de auditoría. Asimismo, tanto el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. del ejercicio 2015 como en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol del ejercicio 2015, no recogen párrafos de énfasis.

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

Al margen de lo indicado en el epígrafe 20.4.1 anterior, no hay otra información financiera en el Documento de Registro que haya sido auditada por los auditores.

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

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

Los datos financieros históricos incluidos en las tablas “*Balance de situación consolidado seleccionado*” y “*Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada*” del epígrafe 3.1 del presente Documento de Registro, que han sido identificados como información “no auditada”, han sido extraídos de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 (información financiera del 2013 re-expresada).

Los datos financieros históricos incluidos en la tabla “*Principales magnitudes y ratios financieros*” del epígrafe 3.1 y la evolución de la deuda financiera neta del Grupo del epígrafe 10.1 del presente Documento de Registro, que han sido identificados como información “no auditada”, han sido extraídos de del Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014. Pese a tratarse de información no auditada, el auditor verifica que la información contable incluida en los informes de gestión consolidados concuerda con la de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

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

20.6 Información intermedia y demás información financiera

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

20.7 Política de dividendos

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 13—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en el apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro).

Adicionalmente, esta información se recoge en la Nota 14—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2014 y en el apartado 4—“*Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*” del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2014 (véase Sección II.D. del presente Documento de Registro).

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

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 30 de marzo de 2016, aprobó someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 19 y 20 de mayo de 2016 en primera y segunda convocatoria, respectivamente, en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,30 euros por acción.

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 3—“*Estimaciones y juicios contables*”; en la Nota 20—“*Situación fiscal*”; y en la Nota 28—“*Contingencias legales*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase la Sección II.C.).

La información relativa a la Nota 20—“*Situación fiscal*” se actualiza con la que se recoge a continuación.

▪ *Trinidad y Tobago*

En 2015, la compañía BP Trinidad & Tobago LLC, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, firmó un acuerdo (*settlement*) con las autoridades locales (“*Board of Inland Revenue*”) para resolver la mayoría de las cuestiones en disputa en relación con los ejercicios 2003 a 2009 sobre varios impuestos: “*Petroleum Profit Tax*” (impuesto sobre sociedades), “*Supplemental Petroleum Tax*” (impuesto a la producción), retenciones sobre rentas de no residentes y los asuntos recurrentes para los años no inspeccionados (ejercicios 2010-2014).

Posteriormente, la Administración dictó una nueva acta por la que exigía pagos adicionales en relación con los ejercicios 2007-2009 (que estaban incluidos en el acuerdo antes mencionado y, por tanto, se consideraban ya revisados y cerrados). La compañía interpuso el oportuno recurso administrativo, y el Tribunal Administrativo acogió ese recurso de impugnación, aceptando la posición de la compañía de que tales periodos quedaron ya cerrados a causa del *settlement*. Por tanto, BP Trinidad & Tobago LLC espera que la Administración anule las actas.

La información relativa a la Nota 28—“*Contingencias legales*” se actualiza con la que se recoge a continuación.

▪ *Estados Unidos de América*

Litigio del Río Passaic/Bahía de Newark

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con la venta por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company 97 (“Chemicals”) a Occidental Chemical Corporation (“OCC”). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey (“DEP”) y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, “el Estado de Nueva Jersey”) demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo “Repsol”); YPF; YPF Holdings Inc. (“YPFH”); CLH Holdings (“CLHH”); Tierra Solutions, Inc. (“Tierra”); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals 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. (“YPI”), y a Maxus International Energy Company (“MIEC”).

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

Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquellos.

Con fecha 29 de enero de 2015 el Juez del litigio se pronunció respecto de ciertas Motions to Dismiss presentadas por los Demandados frente a la Cross Claim desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC. El 1 de julio de 2015 el juez fijó un nuevo calendario procesal y señaló la vista del juicio para junio de 2016.

El 27 de noviembre de 2015 las partes formularon varias Motions for Summary Judgement y el 14 de enero de 2016, la Juez auxiliar en el litigio (Special Master) emitió sus recomendaciones sobre estas Motions, estimando, entre otras, las presentadas por Repsol en relación con su consideración como alter ego de Maxus y rechazando la Motion de OCC contra la reclamación de Repsol a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de New Jersey.

Estas recomendaciones fueron recurridas por OCC, Maxus e YPF el 16 de febrero de 2016 ante el Juez titular, quien en vista oral celebrada el 5 de abril de 2016 decidió mantener en su integridad las recomendaciones de la Special Master, desestimando, por tanto, en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. Esta decisión podrá ser objeto de apelación ante la Corte de Apelaciones del Estado de Nueva Jersey. OCC, YPF y Maxus anunciaron que apelarán la decisión.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

Desde el 31 de diciembre de 2015, fecha de los últimos estados financieros publicados, no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera y comercial de Repsol, salvo por los impactos de los bajos precios del crudo y gas descritos en el epígrafe 9.2.3 del presente Documento de Registro.

21. INFORMACIÓN ADICIONAL

21.1 Capital social

21.1.1 Importe del capital emitido

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 13—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015, así como en el apartado A.1 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza con la que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, y tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2016 a través de la cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista “*Repsol Dividendo Flexible*”, el capital social de Repsol, S.A. es de 1.441.783.307 euros, dividido en 1.441.783.307 acciones ordinarias representadas por medio de anotaciones en cuenta de una única serie y de un valor nominal de 1 euro cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

a) Número de acciones autorizadas

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014 acordó autorizar al Consejo de Administración, para que, al amparo de lo previsto en el artículo 297.1.b) de la LSC, pueda

aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, dentro del plazo de 5 años, en la cantidad nominal máxima de 662.258.010 euros, cifra que se corresponde con la mitad del capital social de Repsol, S.A. en la fecha del acuerdo de la Junta General.

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

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

Asimismo, en relación con los aumentos de capital que se realicen al amparo de esta autorización, el Consejo de Administración podrá decidir la exclusión, total o parcialmente, del derecho de suscripción preferente, si bien esta facultad quedará limitada a ampliaciones de capital que se realicen al amparo de la delegación hasta la cantidad máxima correspondiente al 20% del capital social de Repsol, S.A. en el momento de esta autorización.

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

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

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

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

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

El valor nominal unitario por acción es de 1 euro.

d) Número de acciones de la sociedad en circulación al inicio y al final del ejercicio 2015

Entre el 1 y el 9 de enero de 2015, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.350.272.389 acciones. Desde el 9 de enero hasta el 6 de julio de 2015, el número de acciones en circulación fue de 1.374.694.217 acciones. Desde el 6 de julio hasta el 31 de diciembre de 2015, inclusive, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.400.361.059 acciones.

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

No existen acciones que no representen el capital.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 13—“*Patrimonio neto*” de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en el apartado A.8 y A.9 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza con la que se recoge a continuación.

Durante los meses de marzo y abril de 2016, hasta la fecha del presente Documento de Registro, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha realizado diversas operaciones de compra y venta de títulos. Adicionalmente, durante ese mismo periodo, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha contratado con entidades financieras *equity swaps* por 19,7 millones de acciones por los que se transfiere a la sociedad el riesgo económico y los derechos económicos sobre las acciones.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. es titular, directa o indirectamente, de 36.015 acciones representativas del 0,002% del capital social actual de Repsol, S.A.

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

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

Este límite, a su vez, se divide en 2 límites adicionales: (i) emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de Repsol, S.A. o de *warrants* sobre acciones de nueva emisión de Repsol, S.A. en las que se excluya el derecho de suscripción preferente (4.400 millones de euros); y (ii) emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de Repsol, S.A. o de *warrants* en las que no se excluya el derecho de suscripción preferente o de valores (incluyendo *warrants*) canjeables en acciones de otras sociedades (4.000 millones de euros).

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

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

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 30 de marzo de 2016, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 19 y 20 de mayo de 2016 en primera y segunda convocatoria, respectivamente, la aprobación en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” de dos aumentos de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, por un valor de referencia de 432.534.992 euros el primero y un máximo de 740.000.000 euros el segundo, con el compromiso irrevocable de Repsol, en ambos aumentos, de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado.

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

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

Sin perjuicio de lo indicado en el epígrafe 21.1.4, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen, ni se ha acordado conceder, opciones sobre acciones de ninguna sociedad del Grupo.

21.2 Estatutos y escritura de constitución

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

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

- I. La investigación, exploración, explotación, importación, almacenamiento, refinado, petroquímica y demás operaciones industriales, transporte, distribución, venta, exportación y comercialización de hidrocarburos de cualquier clase, sus productos derivados y residuos.*
- II. La investigación y desarrollo de otras fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos y su explotación, fabricación, importación, almacenamiento, distribución, transporte, venta, exportación y comercialización.*
- III. La explotación de inmuebles y de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga la Sociedad.*
- IV. La comercialización de todo tipo de productos en instalaciones anexas a estaciones de servicio y aparatos surtidores y a través de las redes de comercialización de los productos de fabricación propia, así como la prestación de servicios vinculados al consumo o utilización de estos últimos.*
- V. La prestación a sus sociedades participadas de servicios de planificación, gestión comercial, “factoring” y asistencia técnica o financiera, con exclusión de las actividades que se hallen legalmente reservadas a entidades financieras o de crédito.”*

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

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

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

En el apartado C. del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2015 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro) se recoge información relativa a este epígrafe. Dicha información se complementa con la que se recoge a continuación.

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

El Capítulo Tercero (“*Estatuto Jurídico del Consejero*”) del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. contiene el estatuto jurídico del Consejero de Repsol, S.A. en el que se regulan cuestiones como el nombramiento, reelección, ratificación y cese; régimen de incompatibilidades; duración del cargo; deberes generales; obligaciones básicas derivadas del deber de diligencia; obligaciones básicas derivadas del deber de lealtad; obligación de no competencia, uso de información y activos sociales; oportunidades de negocios; operaciones vinculadas; dispensa del cumplimiento de deberes por los Consejeros; derecho de asesoramiento e información y régimen retributivo del Consejero.

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

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

Los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. no establecen condiciones distintas a las contenidas en la LSC para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el apartado 3 del artículo 22 (“*Mayorías*”). En dicho apartado se establece que, con carácter especial, se requerirá, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias: (i) la modificación de los artículos 22 bis (“*Operaciones vinculadas*”) y 44 bis (“*Prohibición de competencia*”) de los Estatutos Sociales; (ii) la autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales; (iii) la dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44 bis de los Estatutos Sociales; y (iv) la modificación del propio apartado 3 del artículo 22 de los Estatutos Sociales.

En este sentido, tras diversas modificaciones estatutarias (Juntas Generales celebradas el 31 de mayo de 2012, el 28 de marzo de 2014 y el 30 de abril de 2015), el artículo 22 (“*Mayorías*”) de los Estatutos Sociales reúne en un único precepto todas las reglas relativas a las mayorías necesarias para la adopción de acuerdos en la Junta:

- **Mayoría legal general:** en el apartado 1 del artículo 22, relativo a la regla general de adopción de acuerdos que no requieren quórum de constitución reforzados, se recoge, al amparo de lo previsto en la LSC, que la mayoría aplicable por defecto es la mayoría simple;
- **Mayoría legal cualificada:** en el apartado 2 del artículo 22 se definen los acuerdos que requieren la aprobación por mayoría absoluta incluyendo los previstos legalmente, es decir, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, incluidos el aumento o la reducción del capital, la emisión de obligaciones, la supresión o la limitación del derecho de adquisición preferente de nuevas acciones, la transformación, la fusión, la escisión, la cesión global de activo y pasivo, el traslado del domicilio al extranjero y la disolución de la Sociedad; y
- **Mayoría estatutaria cualificada:** en el apartado 3 del artículo 22 como se ha mencionado anteriormente, se recogen los supuestos de mayoría estatutaria cualificada fijada en el 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta.

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

Convocatoria de la Junta General

1. La Junta General, Ordinaria o Extraordinaria, de Accionistas de Repsol, S.A. se convocará por el Consejo de Administración mediante anuncio publicado, al menos, en los siguientes medios: (i) en

el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) o uno de los diarios de mayor circulación en España; (ii) en la página web de la CNMV (www.cnmv.es); y (iii) en la página web de Repsol, S.A. (www.repsol.com). Entre la convocatoria y la fecha prevista para la celebración de la reunión deberá existir un plazo de, al menos, 1 mes, salvo en los casos en los que la ley establezca una antelación diferente, en cuyo caso se estará a lo que ésta disponga.

El anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá las menciones legalmente exigidas y, en todo caso, expresará el nombre de Repsol, S.A, la fecha, hora y lugar (dentro del municipio del domicilio social) de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que hayan de tratarse incluidos en el orden del día, así como el cargo de la persona o personas que realicen la convocatoria. Asimismo, el anuncio hará constar la fecha y hora en la que, si procediera, se reunirá la Junta General de Accionistas en segunda convocatoria. Entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. Si la Junta General de Accionistas, debidamente convocada, no se celebrara en primera convocatoria ni se hubiese previsto en el anuncio la fecha de la segunda, deberá ésta ser anunciada, con los mismos requisitos de publicidad que la primera, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de la Junta General de Accionistas no celebrada y con, al menos, 10 días de antelación a la fecha de la reunión.

Igualmente, el anuncio consignará, la fecha en la que el accionista deberá tener registradas a su nombre las acciones para poder participar y votar en la Junta General, el lugar y la forma en que puede obtenerse el texto completo de los documentos y propuestas de acuerdo, así como la página web corporativa en la que estará disponible la información, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de obtener de la Sociedad, de forma inmediata y gratuita, los documentos que han de ser sometidos a la aprobación de la Junta y el informe de los auditores de cuentas.

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

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

Una copia del anuncio de convocatoria se remitirá igualmente a las Bolsas en las que coticen las acciones y se pondrá a disposición de las entidades depositarias de las acciones para que, en su caso, procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

2. El Consejo de Administración deberá convocar Junta General Extraordinaria de Accionistas cuando lo solicite un número de accionistas titular de, al menos, un 3% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar. En este caso, el Consejo de Administración deberá convocar la reunión para su celebración dentro de los 2 meses siguientes a la fecha en que hubiere sido requerido notarialmente al efecto.
3. Los accionistas que representen, al menos, el 3% del capital social podrán solicitar que se publique un complemento de la convocatoria de la Junta General de Accionistas incluyendo uno o más puntos en el orden del día, siempre que los nuevos puntos vayan acompañados de una justificación o, en su caso, de una propuesta de acuerdo justificada. El ejercicio de este derecho deberá hacerse mediante notificación fehaciente, donde se acreditará la titularidad del indicado porcentaje del

capital y que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los 5 días siguientes a la publicación de la convocatoria. El complemento de la convocatoria deberá publicarse con 15 días de antelación como mínimo a la fecha establecida para la reunión de la Junta General de Accionistas.

4. Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General de Accionistas, Repsol, S.A. publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información exigida legalmente. Se excepcionan aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Derecho de asistencia y ejercicio del voto en la Junta General

1. Podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con 5 días de antelación a su celebración, y dispongan de la correspondiente tarjeta de asistencia, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades participantes en el organismo que gestiona dicho registro contable o directamente por la propia Sociedad.

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

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

2. El voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el orden del día de cualquier clase de Junta General de Accionistas, podrá delegarse o ejercitarse por el accionista mediante correspondencia postal, electrónica o cualquier otro medio de comunicación a distancia, siempre que se garantice debidamente la identidad del sujeto que ejerce su derecho de voto. Los accionistas que emitan sus votos a distancia deberán ser tenidos en cuenta a efectos de constitución de la Junta como presentes.

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

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

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

21.2.8 Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. ni en sus reglamentos internos que, en materia de cambios en el capital, establezcan condiciones más rigurosas que las establecidas en la ley.

No obstante, tal y como recoge el apartado A-10 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2015, la normativa española establece ciertas limitaciones y obligaciones de comunicación en determinadas adquisiciones de participaciones en el capital de empresas energéticas, así como limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en algunos supuestos que se resumen a continuación.

- La *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* establece un procedimiento de control sobre determinadas operaciones empresariales en el sector de la energía, entre ellas sobre la toma de participaciones en sociedades que desarrollan determinadas actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos o son titulares de activos del sector de la energía de carácter estratégico (refinerías de petróleo, oleoductos y almacenamientos de productos petrolíferos). En particular, en el caso de adquisición de participaciones en un porcentaje de capital social de una empresa energética afectada por esta ley, que conceda una influencia significativa en la gestión de esa sociedad, el adquirente tendrá la obligación de comunicar la operación a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (la “CNMC”), la cual, si el adquirente no es nacional de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo (EEE) y considerase que existe una amenaza real y suficientemente grave de que nazcan riesgos para la garantía de suministro de hidrocarburos, podrá establecer condiciones relativas al ejercicio de la actividad de las sociedades afectadas o al adquirente.
- El *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios* establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministros de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las 5 mayores cuotas de mercado en cuestión. Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:
 - Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de 2 o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
 - Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera distribución de valores o activos entre sociedades de un mismo grupo.

La CNMC, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

22. CONTRATOS RELEVANTES

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

- *Acuerdo de Repsol, S.A. con Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona para el control conjunto de Gas Natural SDG, S.A.*

Repsol, S.A. y la Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) (“**la Caixa**”) tienen suscrito, desde el 11 de enero de 2000, un acuerdo en relación con Gas Natural SDG, S.A. (“**Gas Natural**”), que fue modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003.

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

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

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

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

23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos

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

23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos

No procede.

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA

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

<u>Documento</u>	<u>Domicilio social Repsol</u>	<u>Página web Repsol⁽¹⁾</u>	<u>Página web CNMV⁽²⁾</u>	<u>Registro Mercantil de Madrid</u>
Escritura de constitución	Sí	No	No	Sí
Estatutos sociales	Sí	Sí	No	Sí
Reglamento de la Junta General de Accionistas	Sí	Sí	Sí	Sí
Reglamento del Consejo de Administración	Sí	Sí	Sí	Sí
R.I.C.M.V. ⁽³⁾	Sí	Sí	Sí	No
I.A.G.C. ⁽⁴⁾ correspondiente al ejercicio 2015	Sí	Sí	Sí	No
I.A.G.C. ⁽⁴⁾ correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	Sí
I.A.G.C. ⁽⁴⁾ correspondiente al ejercicio 2013	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2015	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2013	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013	Sí	Sí	Sí	Sí

(1): www.repsol.com.

(2): www.cnmv.es.

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

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

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes más significativos publicados en la página web de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 24 de febrero de 2016 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2015 por el Consejo de Administración de Repsol, S.A.) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

En el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2015 (véase la Sección II.C. del presente Documento de Registro), se incluye la denominación, país, actividad, datos de capital y patrimonio neto (correspondiente a los últimos estados financieros individuales aprobados por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas y elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes), así como el porcentaje de participación de Repsol, S.A. en las principales sociedades del Grupo. Adicionalmente, en la Nota 8—*“Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación”* de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2015 se incluye información sobre las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.

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

Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 20 de abril de 2016.

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

D. Miguel Martínez San Martín
Director General (CFO)

C. CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2015.

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría Cuentas
Anuales Consolidadas del
ejercicio terminado el 31 de
diciembre de 2015 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 2015, 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 consolidada 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

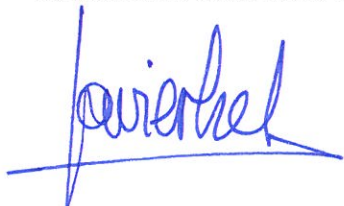
En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2015, así como de sus resultados consolidados 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 2015 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 2015. 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

24 de Febrero de 2016

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2015



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

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
Inmovilizado Intangible:	6	4.522	1.859
a) Fondo de Comercio		3.099	498
b) Otro inmovilizado intangible		1.423	1.361
Inmovilizado material	7	28.437	17.141
Inversiones inmobiliarias		26	23
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	8	11.758	11.110
Activos financieros no corrientes	10	715	593
Activos por impuesto diferido	20	4.689	3.967
Otros activos no corrientes	10	179	155
ACTIVO NO CORRIENTE		50.326	34.848
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	262	98
Existencias	11	2.853	3.931
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	12	5.680	5.685
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		2.607	3.083
b) Otros deudores		2.060	1.970
c) Activos por impuesto corriente		1.013	632
Otros activos corrientes		271	176
Otros activos financieros corrientes	10	1.237	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	2.448	4.638
ACTIVO CORRIENTE		12.751	17.041
TOTAL ACTIVO		63.077	51.889

Las notas 1 a 32 forman parte integrante de este balance de situación consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.442	1.375
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reserva Legal		259	259
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(248)	(127)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.346	19.524
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		(1.227)	1.612
Dividendos y retribuciones		(228)	(1.569)
Otros Instrumentos de patrimonio		1.017	-
FONDOS PROPIOS	13	26.789	27.502
Activos financieros disponibles para la venta		3	(5)
Operaciones de cobertura		(227)	(163)
Diferencias de conversión		1.896	603
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	13	1.672	435
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE Y A OTROS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	13	28.461	27.937
INTERESES MINORITARIOS	13	228	217
TOTAL PATRIMONIO NETO		28.689	28.154
Subvenciones		7	9
Provisiones no corrientes	14	5.827	2.386
Pasivos financieros no corrientes:	15	10.581	7.612
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		10.491	7.524
b) Otros pasivos financieros		90	88
Pasivos por impuesto diferido	20	1.554	1.684
Otros pasivos no corrientes	18	1.942	1.801
PASIVO NO CORRIENTE		19.911	13.492
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	8	-
Provisiones corrientes	14	1.377	240
Pasivos financieros corrientes:	15	7.073	4.086
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		7.004	3.952
b) Otros pasivos financieros		69	134
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	19	6.019	5.917
a) Proveedores		1.799	2.350
b) Otros acreedores		3.975	3.402
c) Pasivos por impuesto corriente		245	165
PASIVO CORRIENTE		14.477	10.243
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		63.077	51.889

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del balance de situación consolidado.

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

Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
Ventas		39.582	45.433
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		155	409
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(524)	(224)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		659	290
Otros ingresos de explotación		1.869	1.384
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	21	41.741	47.292
Aprovisionamientos		(28.833)	(38.254)
Gastos de personal		(2.129)	(1.729)
Otros gastos de explotación		(6.540)	(4.847)
Amortización del inmovilizado		(2.988)	(1.796)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(3.691)	(588)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	21	(44.181)	(47.214)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		(2.440)	78
Ingresos financieros		150	134
Gastos financieros		(718)	(576)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		1.052	529
Diferencias de cambio		(204)	(304)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		170	369
RESULTADO FINANCIERO	23	450	152
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	8	(94)	892
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		(2.084)	1.122
Impuesto sobre beneficios	20	899	(146)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		(1.185)	976
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	4	-	597
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		(1.185)	1.573
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(42)	39
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		(1.227)	1.612
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		Euros / acción	Euros / acción ⁽¹⁾
Básico	13	(0,87)	1,12
Diluido	13	(0,87)	1,12

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 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 13 "Patrimonio Neto", de acuerdo a lo descrito en la Nota 2 "Bases de presentación".

Las notas 1 a 32 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre
de 2015 y 2014

		Millones de euros	
		<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO			
(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	Nota	(1.185)	1.573
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		11	(5)
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		11	(5)
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		7	(223)
Por valoración de otros instrumentos financieros		-	(42)
Por coberturas de flujos de efectivo		(564)	(142)
Diferencias de conversión		1.376	1.486
Entidades valoradas por el método de la participación		(125)	44
Efecto impositivo	13	53	118
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		747	1.241
TOTAL		758	1.236
TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS Y OTROS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		6	(452)
Por valoración de otros instrumentos financieros		-	42
Por coberturas de flujos de efectivo	4	525	18
Diferencias de conversión		(24)	(4)
Entidades valoradas por el método de la participación		4	8
Efecto impositivo	13	1	112
TOTAL		512	(276)
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		85	2.533
a) Atribuidos a la entidad dominante		29	2.558
b) Atribuidos a intereses minoritarios		56	(25)

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado.

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

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

Millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante								
	Fondos Propios						Total Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio neto	Ajustes por cambios de valor			
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
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.375	24.642	(127)	1.612	-	435	27.937	217	28.154
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	11	-	(1.227)	-	1.245	29	56	85
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación / (Reducción) de capital	67	(67)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	3	(121)	-	-	-	(118)	-	(118)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	49	-	-	-	18	67	(45)	22
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(471)	-	-	-	-	(471)	-	(471)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	1.612	-	(1.612)	-	-	-	-	-
Emissiones de obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	1.017	-	995	-	995
Otras variaciones	-	48	-	-	-	(26)	22	-	22
Saldo final al 31/12/2015	1.442	25.805	(248)	(1.227)	1.017	1.672	28.461	228	28.689

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

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

Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2015	31/12/2014
Resultado antes de impuestos		(2.084)	1.122
Ajustes de resultado:		5.727	1.410
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.988	1.796
Otros ajustes del resultado (netos)		2.739	(386)
Cambios en el capital corriente		1.370	966
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(163)	(315)
Cobros de dividendos	8	363	530
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(128)	(611)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(398)	(234)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación ⁽¹⁾	24	4.850	3.183
Pagos por inversiones:	4, 6 y 7	(12.146)	(4.200)
Empresas del grupo y asociadas		(8.974)	(18)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.905)	(2.606)
Otros activos financieros		(267)	(1.576)
Cobros por desinversiones:	4	2.778	4.792
Empresas del grupo y asociadas		894	116
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		352	84
Otros activos financieros		1.532	4.592
Otros flujos de efectivo		494	4
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión ⁽¹⁾		(8.874)	596
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	13	861	(82)
Emisión		996	-
Adquisición		(318)	(171)
Enajenación		183	89
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	15	1.255	(3.184)
Emisión		12.244	4.488
Devolución y amortización		(10.989)	(7.672)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	13	(488)	(1.712)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		147	(474)
Pagos de intereses		(682)	(610)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		829	136
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación ⁽¹⁾		1.775	(5.452)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		59	147
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(2.190)	(1.526)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		-	(86)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		-	535
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		-	(1)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		-	-
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		-	448
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	10	4.638	5.716
Efectivo y equivalentes al final del periodo	10	2.448	4.638
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2015	31/12/2014
Caja y bancos		2.311	2.210
Otros activos financieros		137	2.428
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		2.448	4.638

⁽¹⁾ No incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones discontinuadas.

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2015
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

INDICE

Nota nº	Asunto	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	9
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	10
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES.....	27
DESGLOSES DE INFORMACIÓN		
(4)	PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES	31
(5)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO	35
(6)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	39
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL.....	41
(8)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	42
(9)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	45
(10)	ACTIVOS FINANCIEROS	46
(11)	EXISTENCIAS	49
(12)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	50
(13)	PATRIMONIO NETO	50
(14)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	56
(15)	PASIVOS FINANCIEROS.....	57
(16)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL	62
(17)	OPERACIONES CON DERIVADOS.....	68
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	70
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR.....	72
(20)	SITUACIÓN FISCAL	73
(21)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN.....	80
(22)	DETERIORO DE ACTIVOS	83
(23)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	85
(24)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	86
(25)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	86
(26)	RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO.....	88
(27)	OBLIGACIONES CON EL PERSONAL.....	93
(28)	CONTINGENCIAS LEGALES	96
(29)	COMPROMISOS Y GARANTÍAS	99
(30)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE.....	101
(31)	OTRA INFORMACIÓN	104
(32)	HECHOS POSTERIORES	105
ANEXOS		
	ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015	106
	ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	111
	ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015.....	114
	ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES (NIIF-UE) Y MODELO DE REPORTING	121
	ANEXO IV: MARCO REGULATORIO	123

(1) INFORMACIÓN GENERAL

1.1) Sobre el Grupo Repsol

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.

1.2) Sobre la sociedad matriz

La denominación social de la entidad matriz del Grupo Repsol 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 a la Ley de Sociedades de Capital, cuyo Texto Refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la demás normativa aplicable 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 (American Depositary Shares), 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.

1.3) Sobre las cuentas anuales consolidadas

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos. En los Anexos I y II se detallan las sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos más significativos que han sido incluidos en el perímetro de consolidación durante el ejercicio 2015.

Estas cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015, 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.

Las presentes cuentas anuales han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de 24 de febrero de 2016 y 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 modificación¹.

¹ Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 30 de abril de 2015.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

Las cuentas anuales se presentan en millones de euros, se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2015¹ y demás disposiciones del marco normativo aplicable.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas es responsabilidad de los administradores de la sociedad matriz del Grupo y requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3 “*Estimaciones y juicios contables*”. Los principales criterios y políticas contables utilizados por Repsol se recogen a continuación.

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2015 no han supuesto impactos o desgloses significativos en sus estados financieros².

Por último hay que advertir que, de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2014 se ha re-expresado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2014, 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 13 “*Patrimonio Neto*”.

Criterios y políticas para la elaboración de la información financiera

1. 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*

¹ 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.

² Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2015 son: i) Interpretación CNIIF 21 “*Gravámenes*”, ii) Mejoras anuales a las NIIF “*Ciclo 2011-2013*”, iii) Mejoras anuales a las NIIF “*Ciclo 2010-2012*” (aplicación anticipada) y iv) Modificaciones a la NIC 19 “*Planes de beneficios definidos: Aportaciones de empleados*” (aplicación anticipada).

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 2015 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2015 y 2014.

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 2015 y 2014 han sido:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,09	1,11	1,21	1,33
Real brasileño	4,25	3,70	3,22	3,12

2. *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.

3. *Compensación de saldos y transacciones*

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y la presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

4. *Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera*

a) Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional de la sociedad dominante del Grupo Repsol y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad 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 25).

5. *Combinaciones de negocio*

Las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión o escisión de varias empresas o por la adquisición de todos los elementos patrimoniales de una empresa o de una parte que constituya uno o más negocios, se registran por el método de adquisición de acuerdo a lo dispuesto en la NIIF 3 *Combinaciones de Negocio*. El método de adquisición implica, salvo por las excepciones de reconocimiento y medición establecidas en la NIIF 3, la contabilización en la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos por su valor razonable en dicha fecha, siempre y cuando este valor pueda ser medido con fiabilidad. Dentro de los pasivos asumidos en la combinación de negocios, también se contabiliza en la fecha de adquisición cualquier pasivo contingente identificado, aunque el mismo no hubiese sido reconocido de acuerdo a los criterios generales de registro contable de provisiones por no ser probable la salida de beneficios económicos, siempre y cuando se corresponda con una obligación presente surgida de sucesos pasados y su valor razonable puede ser medido con fiabilidad. Los costes relacionados con la adquisición se registran como gastos en la cuenta de resultados.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor de los activos identificables adquiridos menos el de los pasivos asumidos se registra como fondo de comercio, en el caso en que sea positiva, o como un ingreso en la cuenta de pérdidas y ganancias, en el caso en que sea negativa.

Las combinaciones de negocios para las que en la fecha de cierre del ejercicio no se ha concluido el proceso de valoración necesario para aplicar el método de adquisición se contabilizan utilizando valores provisionales. Estos valores deben ser ajustados en el plazo máximo de un año desde la fecha de adquisición para reflejar la nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de la adquisición y que, si hubieran sido conocidas, habrían afectado a la medición de los importes reconocidos en esa fecha. Los referidos ajustes serán reconocidos de forma retroactiva, de forma que los valores resultantes sean los que se derivarían de haber tenido inicialmente dicha información, ajustándose, en la medida en que sea necesario, la información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores.

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).

El fondo de comercio es asignado a una o varias unidades generadoras de efectivo a efectos de la evaluación de su recuperabilidad. En el caso de venta o disposición de una operación que forma parte de una unidad generadora de efectivo, el fondo de comercio correspondiente a la operación dispuesta es dado de baja de balance en el momento de la venta formando parte de la determinación del resultado de la misma. El importe del fondo de comercio que es dado de baja es determinado de forma proporcional a los valores relativos de la operación vendida y del resto de la unidad generadora de efectivo retenida, siempre y cuando, no exista una evidencia de asignación no arbitraria más adecuada.

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 22).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	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 que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas, 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 14).

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. 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.
- iii. 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.

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, 6, 7, y 21).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndolo 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 9.a) y 9.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, el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual y 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.

Por otra parte, 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*".

10. *Inversiones contabilizadas por el método de la participación*

En relación al registro de estas inversiones véase el apartado 1 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 "*Deterioro en el valor de los activos*", 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 25), 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 iso margen) 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. *Estado de flujos de efectivo*

De acuerdo a las opciones de presentación incluidas en la NIC 7 “*Estado de Flujos de Efectivo*”, el Grupo presenta la información relativa a los flujos de efectivo de las operaciones siguiendo el denominado “*método indirecto*”, según el cual se comienza presentando el “*Resultado antes de impuestos*” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del periodo, cifra que se corrige posteriormente por los efectos de las transacciones no monetarias y devengos realizados en el periodo, así como de las partidas de pérdidas o ganancias asociadas con flujos de efectivo de operaciones clasificadas como de inversión o financiación.

14. *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.

15. *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 13).

16. *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.

17. *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 15 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.

18. *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, de acuerdo a su relevancia se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 28).

19. *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 27).

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.

20. *Planes de pensiones de aportación definida*

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos (ver Nota 27).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados.

21. *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)).

22. *Arrendamientos*

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de 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.

23. *Impuesto sobre beneficios*

Repsol registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria, es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 20).

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.

24. *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.

25. *Operaciones con instrumentos financieros derivados*

El Grupo contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “*commodities*”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

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 10 “*Activos financieros*” y 15 “*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.

26. *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 2016:

- Modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 41 *Plantas productoras de frutos*.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 *Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización*.
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2012-2014.
- Modificaciones a la NIC 1 *Iniciativa sobre información a revelar*.
- Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados*.

En lo relativo a las modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*, dado el carácter prospectivo de su primera aplicación, cualquier potencial impacto dependerá de las transacciones que, en su caso, pudiesen ser llevadas a cabo en el futuro.

Respecto al resto de modificaciones de normas detalladas en este apartado A), dada la naturaleza y alcance de las mismas, el Grupo considera que su aplicación no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros consolidados, a excepción de mejoras concretas de presentación que pudieran introducirse en aplicación de las Modificaciones a la NIC 1.

- 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.
- Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 *Entidades de inversión: Aplicación de la excepción de consolidación*.

Aplicación obligatoria en 2017:

- Modificaciones a la NIC 12 *Reconocimiento de Activos por Impuesto Diferido por Pérdidas No Realizadas*.
- Modificaciones a la NIC 7 - *Iniciativa sobre Información a revelar*.

Aplicación obligatoria en 2018:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.
- NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*⁽²⁾.

Aplicación obligatoria en 2019:

- NIIF 16 *Arrendamientos*.

Diferimiento indefinido de la aplicación obligatoria:

- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 *Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto*⁽³⁾.

¹ Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y adicionalmente que apliquen por primera vez las NIIF.

² Incluye la Modificación a la NIIF 15 emitida por el IASB el 11 de septiembre de 2015, la cual difiere en un año la primera aplicación de la Norma, hasta el 1 de enero de 2018.

³ La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, han sido diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación.

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. En este sentido, los cambios normativos de los cuales el Grupo estima que, en su caso, pudieran derivarse efectos significativos en sus estados financieros consolidados, serían los siguientes:

- i.) la aplicación del modelo de pérdida esperada de la NIIF 9 *Instrumentos financieros*, en la medida en que dicho modelo, a diferencia del modelo de la NIC 39 en vigor, supondría el reconocimiento anticipado de pérdidas de crédito desde el mismo momento del reconocimiento inicial de un activo financiero, sin necesidad de que se haya puesto de manifiesto una pérdida de valor del mismo. En lo relativo a los costes de implementación de la NIIF 9, el Grupo estima que los mismos no serán significativos, en la medida de que en la actualidad ya dispone de la información necesaria para la adecuada aplicación del referido modelo de pérdida esperada, y
- ii.) la aplicación de la NIIF 16 *Arrendamientos*, en la medida en que los contratos de arrendamiento en los que el Grupo mantiene la posición de arrendatario, y que con los criterios de la NIC 17 en vigor son clasificados como arrendamientos operativos (ver Nota 29.1 “*Compromisos contractuales*”), serían registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. Como consecuencia de dicho registro contable, se incrementaría el activo y el pasivo en balance por arrendamientos. Adicionalmente, cambiaría el criterio de registro del gasto por arrendamientos, en la medida en que el mismo sería registrado como gasto por amortización del activo arrendado y gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento. En lo relativo a los costes de implementación de la NIIF 16, el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de la Norma pudiese tener en los sistemas de información.

(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 de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas de crudo y de gas natural; (ii) combinaciones de negocios (ver Nota 4); (iii) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 14), (iv) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 20), (v) test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 6, 7, 14 y 22) y (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver apartado 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas es un proceso clave para la 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 dichos activos del *Upstream* (ver “*Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos*” en esta Nota). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el “SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System” referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH “Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook”

conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas. El SPE-PRMS es uno de los sistemas aceptados por la European Securities and Markets Authority (ESMA). Este cambio, de acuerdo con las políticas contables del Grupo impactará de manera prospectiva en el cálculo de amortizaciones (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”).

Combinaciones de negocios

El proceso de valoración de los activos y pasivos de Talisman tras la adquisición realizada el pasado 8 de mayo, ha requerido por parte de la Dirección del Grupo Repsol de juicios y estimaciones significativas que se reflejan en la Nota 4.1.

Provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la identificación de fechas, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños.

Repsol realiza juicios y estimaciones para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades de producción de hidrocarburos. La complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda, el riesgo país y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas que utiliza el Grupo es del 4,75% (4,03% en 2014).

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medio ambiente, así como 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 que las afectan, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Notas 14, 20 y 28).

Cómputo del impuesto sobre beneficios, los créditos fiscales y los 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 realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los saldos de impuestos de la compañía (ver Nota 20).

Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existen indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dicho activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la 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 de 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 Gas & Power 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.

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.

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. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

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.

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, que se realizan empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Las variables macroeconómicas utilizadas son las establecidas en el presupuesto anual y en el plan estratégico, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad que contempla variables como inflación, PIB, tipo de cambio, etc. 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 (West Texas Intermediate) 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. La senda de precios del Grupo se elabora 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. Esta senda es coherente con el presupuesto anual y con el plan estratégico actualizado. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por los cinco años de la senda corporativa, los precios futuros se escalan en línea con los costes operativos e inversiones. En concreto, el Grupo ha utilizado a 31 de diciembre de 2015 la siguiente senda de precios para el cálculo del valor en uso de sus activos:

Escenario Base	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes
Brent/WTI (\$/ barril)	40	55	65	75	85	+ 2%
HH (\$/ Mbtu)	2,6	3,2	3,7	4,2	4,8	+ 2%

- 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, no probadas y los recursos. Para la estimación de reservas probadas, no probadas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS (Society of Petroleum Engineers - Petroleum Resources Management System).
- 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 hasta el año 2020. A partir del 2021 el factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor 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 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 Gas&Power 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, Algonquin y NBP (National Balancing Point), ajustándose 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 *Upstream* estos precios se obtienen de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético y son consistentes con los utilizados en el presupuesto anual y en el plan estratégico actualizado.

- 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 y a la actividad prevista de Trading, todo ello conforme al presupuesto y 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 se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada 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 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 la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio y crediticio. Para que los cálculos sean consistentes, las estimaciones de flujos de caja futuros no reflejan los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada, o viceversa. La tasa de descuento utilizada considera el apalancamiento medio del sector durante los últimos cinco años, como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia empresas petroleras comparables.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2015 y 2014, por segmento y por región son las siguientes:

	2015	2014
UPSTREAM ⁽¹⁾		
Sudamérica	7,7% - 14,4%	7,2% - 11,1%
Europa, África y Brasil	6,9% - 12,2%	7,5% - 9,5%
Norteamérica	8,0% - 8,2%	7,5%
Asia y Rusia	8,4% - 12,2%	10,3%
DOWNSTREAM ⁽²⁾		
	4,2% - 9,9%	3,4% - 9,6%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en dólares.

⁽²⁾ Tasas de descuento en euros y en dólares.

El aumento de tasas en 2015 respecto a 2014 se debe fundamentalmente a un mayor riesgo-país, riesgo de negocio y riesgo crediticio.

(4) PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

4.1) Adquisición de Talisman Energy Inc.

El 8 de mayo de 2015 Repsol, a través de su filial canadiense Repsol Energy Resources Canada Inc., ha adquirido el 100% de las acciones ordinarias de Talisman Energy Inc. (en adelante “Talisman”)¹ por un importe de 8 dólares americanos por acción y el 100% de sus acciones preferentes por un importe de 25 dólares canadienses por acción preferente.

¹ Con fecha 1 de Enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc. (véase Nota 32).

Tras el cierre de la transacción se ha procedido a la exclusión de cotización de las acciones ordinarias de Talisman en las Bolsas de Toronto y Nueva York y de las acciones preferentes en la Bolsa de Toronto, estas últimas convertidas en acciones ordinarias con posterioridad. Talisman está constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (“*Canada Business Corporations Act*”).

El importe total pagado para la adquisición asciende a 8.005¹ millones de euros, que incluye 8.289 millones de dólares estadounidenses pagados por sus acciones ordinarias y 201 millones de dólares canadienses pagados por sus acciones preferentes.

Para la integración de Talisman en los estados financieros del Grupo, de acuerdo con la normativa contable (ver Nota 2 “*Bases de presentación*”), el precio de compra se ha asignado a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición.

El valor razonable de los activos y pasivos de *Upstream* se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos (“*Income approach*”, descuento de flujos de caja considerando variables no observables en el mercado²) y de mercado (“*Market metrics*”, precios de transacciones comparables). Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones de flujos de caja de los activos son: i) precios de los hidrocarburos³, ii) reservas y perfiles de producción, iii) costes operativos e inversiones, incluidos costes de abandono y iv) tasas de descuento. El valor razonable estimado de la deuda financiera a largo plazo se ha calculado tomando como base precios observables en el mercado⁴.

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se han revaluado los siguientes activos y pasivos a partir del balance consolidado de Talisman de fecha 8 de mayo:

- Inmovilizado material del segmento *Upstream*, principalmente en Estados Unidos, Canadá, Indonesia, Vietnam, Colombia y Argelia (3.888 millones de euros).
- Provisiones para cubrir los desembolsos futuros derivados de los negocios adquiridos, así como contingencias de naturaleza legal, fiscal y medioambiental, por un importe agregado de - 2.883 millones de euros (Ver Nota 14 “*Provisiones corrientes y no corrientes*”, Nota 20 “*Situación fiscal*” y Nota 28 “*Contingencias Legales*”).
- Pasivo neto por impuesto diferido por importe de -782 millones de euros que surgen como consecuencia, principalmente, de la revalorización de los activos del segmento *Upstream* mencionados anteriormente. Incluye la activación de créditos fiscales en Estados Unidos por importe de 320 millones de euros.
- Pasivos financieros correspondientes a la diferencia entre la estimación del valor de mercado de la deuda financiera y su valor en libros, por importe de -222 millones de euros.

Se asigna al fondo de comercio (2.510 millones de euros) la diferencia entre el precio de adquisición de Talisman y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran, incluyendo los impuestos diferidos que surgen por las diferencias entre el nuevo valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal. El valor del fondo de comercio se justifica con las sinergias que se espera materializar tras la adquisición, como consecuencia de las mejoras en la eficiencia de las operaciones, la disminución de los

¹ Incluye el efecto de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de cambio sobre el precio de adquisición (ver Nota 17).

² Datos de entrada de nivel 3 de acuerdo a las jerarquías de valor razonable definidas por la NIIF13 “*Medición del valor razonable*”.

³ Correspondiente a la senda de precios utilizada para el Plan Estratégico 2016 -2020 (Brent 65; 75; 85; 90 y 91,8 \$/barril y HH 3,5; 4; 4,6; 4,7 y 4,8 \$/MBtu) publicado el 15 de octubre de 2015.

⁴ Datos de entrada de nivel 2 de acuerdo a las jerarquías de valor razonable definidas por la NIIF13 “*Medición del valor razonable*”.

gastos generales y de administración, así como por la existencia de otros activos intangibles no reconocidos de acuerdo con la normativa contable. El fondo de comercio no es fiscalmente deducible y no se amortiza, pero se somete a test de deterioro para evaluar periódicamente su recuperabilidad.

Repsol ha solicitado dos informes de valoradores independientes para la revisión de la asignación del precio de adquisición de Talisman a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de su valor razonable. Las conclusiones de estos informes han sido consideradas en la valoración de los activos y pasivos de Talisman. Las valoraciones incluidas en estos informes no difieren significativamente de las utilizadas por Repsol.

La contabilización de esta combinación de negocios, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición, sería revisada si se dieran las circunstancias previstas en la NIIF 3 “Combinaciones de negocios”.

El detalle de los activos netos adquiridos al 8 de mayo de 2015 y el fondo de comercio generado tras esta adquisición es el siguiente:

Millones de euros	Valor razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	87	412
Inmovilizado material	13.817	9.929
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	452	505
Activos por impuesto diferido	2.348	2.022
Otros activos no corrientes	106	106
Otros activos corrientes	735	765
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	491	458
Total Activos	18.036	14.197
Provisiones no corrientes	(4.606)	(1.820)
Pasivos financieros no corrientes	(3.613)	(3.391)
Pasivos por impuesto diferido	(1.875)	(767)
Otros pasivos no corrientes	(108)	(108)
Provisiones corrientes	(661)	(564)
Pasivos financieros corrientes	(985)	(985)
Otros pasivos corrientes	(693)	(693)
Total Pasivos	(12.541)	(8.328)
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.495	5.869
COSTE DE ADQUISICIÓN	8.005	
FONDO DE COMERCIO	2.510	

Los ingresos de explotación y los resultados obtenidos por Talisman en el período, desde la fecha de adquisición, han ascendido a 1.596 y -1.385 millones de euros, respectivamente. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015, los ingresos de explotación y el resultado neto consolidado que hubiese aportado Talisman en el periodo ascenderían a 2.276 y a -1.438 millones de euros, respectivamente.

Los gastos por la transacción incurridos en el periodo ascienden a 44 millones de euros, que se registran en el epígrafe “Otros gastos de explotación”.

4.2) Otras desinversiones significativas de sociedades en 2015

El 24 de septiembre de 2015, Repsol alcanzó un acuerdo con el grupo inversor Ardian para la venta del 10% del capital que mantenía en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (“CLH”) por un precio de 325 millones de euros. Esta transacción ha generado una plusvalía de 293 millones de euros, registrada en el epígrafe “*Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*”.

Para más información sobre cambios en la composición del Grupo en 2015, véase el Anexo Ib “*Principales variaciones del perímetro de consolidación*”.

4.3) Desinversiones en 2014

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

Acciones expropiadas

El 7 de mayo de 2012 en la República Argentina, 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., pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A., pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas (“*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 la República Argentina entregó a Repsol como pago de la Compensación una cartera de Títulos Públicos con valor nominal total de 5.317 millones de dólares. Contablemente se dieron de baja los derechos correspondientes a las Acciones Expropiadas (5.000 millones de dólares reconocidos en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*”) y se registró el derecho de cobro de la Compensación reconocida en el Convenio por su valor razonable, de acuerdo al valor recuperable esperado, 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.

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 total de 4.997 millones de dólares. Con estas ventas quedó extinguida la deuda reconocida, cancelándose el derecho de cobro reconocido por la República Argentina. 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 negativo de 59 millones de euros antes de impuestos.

Acciones no expropiadas

En 2014 Repsol vendió las acciones no expropiadas del Grupo en YPF, S.A., 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. En 2015 se han vendido las acciones no expropiadas de YPF Gas S.A. a YPF S.A. por un importe de 14 millones de euros.

4.3.2) Otras desinversiones de 2014

Venta de parte de los activos y negocios del GNL

En el marco del compromiso de desinversiones recogido en el anterior Plan Estratégico 2012-2016, el 1 de enero de 2014 se culminó la venta de la última parte de los activos y negocios de GNL a Shell que se había iniciado el 26 de febrero de 2013.

En esta última transacción se vendió Repsol Comercializadora de Gas, S.A. por 730 millones de dólares, sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de gas natural licuado. A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como mantenidos para la venta hasta su venta definitiva en enero de 2014.

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 generó en 2014 una plusvalía antes de impuestos de 433 millones de euros (este importe incluyó 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 registró en el epígrafe de “*Resultado de operaciones interrumpidas*”.

Por otro lado en el mes de marzo de 2014 Repsol vendió a Enagás su participación del 10% en el gasoducto de Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) por 109 millones de euros una vez deducidos los ajustes al precio.

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO ¹

5.1 Definición de 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*.

¹ Toda la información presentada a lo largo de esta Nota incluye todas las magnitudes de Talisman desde su toma de control, y salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo.

La definición de los segmentos de negocio del Grupo Repsol se basa en la delimitación de las diferentes actividades desarrolladas que generan ingresos y gastos, así como de la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream* de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

A 31 de diciembre de 2015, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural.
- *Downstream*, correspondiente, principalmente, a (i) las actividades de refinó, trading y transporte de crudo y productos, así como de comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y GLP (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (iii) los proyectos de generación renovable.
- *Gas Natural Fenosa*, correspondiente a 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.

Por último *Corporación y ajustes* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación y el resultado financiero, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

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*.

5.2 Modelo de presentación de los resultados de los segmentos

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos¹ u otras sociedades gestionadas operativamente como tales², de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado Neto Ajustado, que se corresponde con el resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición (“*Current Cost of Supply*” o CCS) y neto de impuestos.

El método de valoración de existencias a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea Coste Medio Ponderado (MIFO). El método CCS 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

¹ Véase la Nota 8 “*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*” y el Anexo I “*Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015*” donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

² Corresponde a Petrocarabobo, S.A., (Venezuela) entidad asociada del Grupo (ver Nota 8).

los precios actuales de las compras de dicho periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial. Este Efecto Patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios y se corresponde con la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a Coste Medio Ponderado.

Asimismo, el Resultado Neto Ajustado tampoco incluye los denominados Resultados No Recurrentes, esto es, aquellos que se originan por hechos o transacciones de características excepcionales o que no son operaciones ordinarias o típicas de la empresa. El Resultado No Recurrente se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.

No obstante, en el Resultado Neto Ajustado del segmento Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia¹.

En cualquier caso, para cada una de las magnitudes que se presentan por segmentos (resultado neto ajustado, efecto patrimonial, resultado no recurrente...), se indican en el Anexo III “*Conciliación magnitudes (NIIF-UE) y modelo de reporting*” las partidas y los conceptos que permiten su conciliación con las magnitudes correspondientes preparadas de acuerdo con las NIIF-UE.

5.3 Resultados del periodo por segmentos

SEGMENTOS	Millones de euros	
	31/12/2015	31/12/2014
Upstream	(909)	589
Downstream	2.150	1.012
Gas Natural Fenosa	453	441
Corporación y ajustes	166	(335)
Resultado neto ajustado de los segmentos sobre los que se informa	1.860	1.707
Efecto patrimonial	(459)	(606)
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597
RESULTADO NETO	(1.227)	1.612

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE, véase Anexo III.

Para la explicación de los resultados acumulados por segmentos, véase el apartado 5 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2015.

5.4 Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2015 y 2014, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

¹ El resto de magnitudes (cifra de negocios, capital empleado, inversiones de explotación...) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo Repsol como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos...).

	Millones de euros							
	Importe neto de la cifra de negocios		Resultado neto ajustado ⁽¹⁾		Inversiones Netas de explotación		Activos no corrientes ⁽²⁾	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Upstream	4.781	4.282	(909)	589	11.270	2.675	28.239	12.293
Europa, África y Brasil	1.088	985	(124)	205	774	417	2.922	2.213
Sudamérica	1.912	2.372	(27)	653	1.139	730	6.317	4.872
Norteamérica	989	765	(112)	195	225	507	9.429	2.706
Asia y Rusia	792	160	19	22	112	23	3.348	178
Exploración y otros	-	-	(665)	(486)	9.020 ⁽³⁾	998	6.223	2.324
Downstream	37.763	44.721	2.150	1.012	493	671	10.720	11.307
Europa	34.979	41.527	2.046	784	272	546	9.085	9.447
Resto del Mundo	4.715	5.935	104	228	221	125	1.635	1.861
Ajustes	(1.931)	(2.741)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	-	-	453	441	-	-	4.769	4.567
Corporación y otros ajustes	(1.084)	(1.343)	166	(335)	97	79	757	816
TOTAL	41.460	47.660	1.860	1.707	11.860	3.425	44.485	28.983

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE véase el Anexo III.

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período netas de desinversiones, pero no incluye inversiones en “*Otros activos financieros*”.

⁽²⁾ Se excluyen las “*Inversiones financieras no corrientes*”, “*Activos por impuestos diferidos*” y “*Otros activos no corrientes*”.

⁽³⁾ Incluye principalmente el precio pagado por la adquisición de Talisman por importe de 8.005 millones de euros.

Otras magnitudes relevantes atribuidas a cada segmento a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Millones de euros									
	Upstream		Downstream		Gas Natural Fenosa		Corporación y Ajustes		Total	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Inv. Cont. por el método de la participación	350	206	203	100	4.769	4.567	-	-	5.322	4.873
Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación	-	63	16	14	453	439	(0)	-	469	516
Dotación de amortización de inmov.	(2.852)	(1.563)	(737)	(704)	-	-	(64)	(59)	(3.653)	(2.326)
Ingresos / (gastos) por deterioros ⁽¹⁾	(3.669)	(788)	(438)	152	-	-	(46)	(2)	(4.153)	(638)
Impuesto sobre beneficios	1.256	(446)	(503)	(204)	-	-	61	97	814	(553)
Capital Empleado ⁽²⁾	23.202	11.167	9.758	11.492	4.769	4.567	2.894	2.863	40.623	30.089

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE véase Anexo III.

⁽¹⁾ Ver Nota 6, 7, 14 y 22.

⁽²⁾ Incluye el capital empleado (ver Nota 16.2) 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.

(6) INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Millones de euros	Otro Inmovilizado Intangible ⁽⁶⁾								Total
	Fondo de Comercio	Upstream			Downstream y Corporación				
		Permisos exploración	Aplicaciones informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación EE.S y otros derechos ⁽³⁾	Aplicaciones informáticas	Derechos de emisión CO ₂ ⁽²⁾	Concesiones y otros ⁽⁴⁾	
COSTE									
Saldo a 1 de enero de 2014	490	770	45	68	729	388	73	201	2.764
Inversiones ⁽¹⁾	-	38	9	-	31	50	-	3	131
Retiros o bajas	(2)	-	(1)	-	(16)	(1)	-	(3)	(23)
Diferencias de conversión	10	97	3	-	14	3	-	2	129
Variación del perímetro de consolidación	11	-	-	-	-	3	-	1	15
Reclasificaciones y otros movimientos	(4)	12	1	-	13	3	(16)	6	15
Saldo a 31 de diciembre de 2014	505	917	57	68	771	446	57	210	3.031
Inversiones ⁽¹⁾	-	75	17	-	28	60	-	9	189
Retiros o bajas	(32)	(10)	-	-	(46)	-	-	(1)	(89)
Diferencias de conversión	114	98	7	-	11	3	-	(1)	232
Variación del perímetro de consolidación	2.668	-	-	-	-	-	-	89	2.757
Reclasificaciones y otros movimientos	9	42	88	9	19	2	27	(19)	177
Saldo a 31 de diciembre de 2015	3.264	1.122	169	77	783	511	84	287	6.297
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 de enero de 2014	-	(113)	(30)	-	(446)	(278)	(17)	(151)	(1.035)
Amortizaciones	-	(54)	(4)	-	(42)	(23)	-	(2)	(125)
Retiros o bajas	-	-	-	-	14	1	-	2	17
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(7)	(20)	-	-	-	-	(1)	1	(27)
Diferencias de conversión	-	(16)	(1)	-	(7)	(2)	-	(2)	(28)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	4	-	18	6	28
Saldo a 31 de diciembre de 2014	(7)	(203)	(35)	-	(477)	(302)	-	(148)	(1.172)
Amortizaciones	-	(58)	(22)	(3)	(44)	(32)	-	(1)	(160)
Retiros o bajas	-	12	-	-	44	-	-	-	56
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(158)	(228)	-	(66)	(1)	-	-	(11)	(464)
Diferencias de conversión	-	(24)	(2)	-	(6)	(2)	-	(2)	(36)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	-	(2)	-	3	1
Saldo a 31 de diciembre de 2015	(165)	(501)	(59)	(69)	(484)	(338)	-	(159)	(1.775)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	498	714	22	68	294	144	57	62	1.859
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015	3.099	621	110	8	299	173	84	128	4.522

(1) Las inversiones en 2015 y 2014 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Norteamérica en 2015 y en Gabón y Rumania en 2014.

(2) En el ejercicio 2015, incluye, fundamentalmente, 62 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2015 de acuerdo con el Plan de Asignación Nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2014 por importe de 54 millones de euros. En el ejercicio 2014, 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.

(3) Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S) y otros derechos, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan (ver el apartado 7 de la Nota 2 “Bases de presentación”).

(4) En *Downstream* incluye principalmente en 2015 las concesiones correspondientes a los permisos de construcción y explotación de los proyectos de energía eólica marina en Reino Unido y las concesiones en el puerto de A Coruña y Tarragona.

(5) Ver Nota 22.

(6) En 2015 y 2014, “Otro inmovilizado intangible” incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 151 y 140 millones de euros, respectivamente, correspondientes fundamentalmente a los derechos de vinculación de estaciones de servicio. Por otro lado, dicho epígrafe incluye en 2015 y 2014 activos con vida útil indefinida (no amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente) por importe de 3 y 7 millones de euros, respectivamente.

Fondo de comercio

El epígrafe “Variaciones del perímetro de consolidación” incluye fundamentalmente la asignación del fondo de comercio asociado a la combinación de negocios de Talisman correspondiente a la diferencia entre el precio y el valor razonable de los activos y pasivos reconocidos en la fecha de adquisición (ver Nota 4.1).

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2015	2014
Talisman Energy Inc. ⁽¹⁾	2.574	-
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	98	89
Otras compañías	155	137
TOTAL ⁽²⁾	3.099	498

(1) Adquisición de Talisman el 8 de mayo por parte del Grupo Repsol, ver Nota 4.1.

(2) Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 169 y 11 millones de euros en 2015 y 2014 respectivamente (ver Nota 22).

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Upstream ⁽¹⁾	2.589	-
Downstream ⁽²⁾	510	498
Europa	422	420
Resto del Mundo	88	78
TOTAL	3.099	498

(1) Corresponde en su práctica totalidad al fondo de comercio que surge de la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1), que se ha asignado al segmento *Upstream*. Las sinergias que surgen de la integración de esta compañía, tanto por mayor eficiencia de las operaciones como por reducción de gastos, benefician al segmento en su conjunto, no son asignables a ninguna UGE de forma individualizada y es intención de la Dirección de Repsol evaluar la recuperabilidad del fondo de comercio a ese nivel.

(2) Corresponde a un total de 12 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 23% del total del segmento.

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 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)	5%
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	100 p.b

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable de las UGE que tienen asignado fondo de comercio no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2015.

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

COSTE	Upstream			Downstream y Corporación				Total
	Inversión en zonas con reservas	Inversiones de exploración	Otro inmovilizado	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	
Saldo a 1 de enero de 2014	8.563	1.724	256	2.383	17.873	1.218	912	32.929
Inversiones	691	901	115	44	12	22	598	2.383
Retiros o bajas	-	(38)	(7)	(19)	(194)	(16)	(124)	(398)
Diferencias de conversión	1.134	177	36	56	283	27	17	1.730
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	(1)	-	11	28	-	-	38
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(43)	(48)	(21)	30	564	32	(689)	(175)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	10.345	2.715	379	2.505	18.566	1.283	714	36.507
Inversiones	912	884	84	14	11	40	732	2.677
Retiros o bajas	(362)	(254)	(39)	(8)	(62)	(9)	(14)	(748)
Diferencias de conversión	1.551	262	43	54	273	27	21	2.231
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	12.532	1.344	92	-	1	2	14	13.985
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(210)	12	12	32	(37)	40	(522)	(673)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	24.768	4.963	571	2.597	18.752	1.383	945	53.979
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2014	(3.721)	(1.161)	(88)	(909)	(9.990)	(1.034)	-	(16.903)
Amortizaciones ⁽⁴⁾	(627)	(343)	(12)	(43)	(587)	(59)	-	(1.671)
Retiros o bajas	-	16	5	13	184	119	-	337
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(383)	(103)	-	21	121	18	-	(326)
Diferencias de conversión	(526)	(98)	(9)	(42)	(125)	(17)	-	(817)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	(18)	-	-	(18)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	1	14	1	2	10	4	-	32
Saldo a 31 de diciembre de 2014	(5.256)	(1.675)	(103)	(958)	(10.405)	(969)	-	(19.366)
Amortizaciones ⁽⁴⁾	(1.476)	(599)	(37)	(47)	(609)	(60)	-	(2.828)
Retiros o bajas	35	246	11	6	52	8	-	358
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁵⁾	(2.182)	(405)	(24)	(24)	(496)	(23)	-	(3.154)
Diferencias de conversión	(592)	(112)	(10)	(40)	(128)	(17)	-	(899)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	2	90	(3)	-	268	(10)	-	347
Saldo a 31 de diciembre de 2015	(9.469)	(2.455)	(166)	(1.063)	(11.318)	(1.071)	-	(25.542)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	5.089	1.040	276	1.547	8.161	314	714	17.141
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015 ⁽³⁾	15.299	2.508	405	1.534	7.434	312	945	28.437

(1) Ver en Nota 4 “*Principales adquisiciones y desinversiones*”.

(2) En 2015 y 2014 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. Adicionalmente en 2015 incluye reclasificaciones del epígrafe “*Maquinaria e instalaciones*” al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” por los activos correspondientes a los negocios de gas canalizado en España (ver Nota 9).

(3) A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 4.466 y 1.267 millones de euros, respectivamente.

(4) El incremento en 2015 en el segmento *Upstream* respecto al ejercicio anterior se explica fundamentalmente por mayores amortizaciones de bonos y sondeos exploratorios, fundamentalmente en Angola, Estados Unidos y Noruega, y la amortización de los activos productivos incorporados en la combinación de negocios de Talisman Energy (ver Nota 4.1).

(5) Ver Nota 22.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 5.4 “*Información por áreas geográficas y segmentos*” que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

En diciembre de 2015, Repsol ha alcanzado un acuerdo con Statoil para la venta del 13% de su participación en el bloque de activos de Eagle Ford en EEUU (ver Anexo II) y la compra del 15% de la participación en el campo en producción de Gudrun en Noruega. Los activos asociados a ambas transacciones han sido valorados por un importe similar equivalente de 354 millones de euros y por tanto sin impacto significativo en la cuenta de resultados.

En el epígrafe "*Inmovilizado Material*" en los ejercicios 2015 y 2014 se incluyen 918 millones de euros y 1.477 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2015 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 848 millones de euros y a 1.410 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente (ver Nota 18).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 261 y 245 millones de euros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2016 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2. En 2015 y 2014, el coste medio de activación ha sido 3,55% y 3,33% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 104 y 57 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 634 y 1.042 millones de euros a 31 de diciembre de 2015, respectivamente y 626 y 774 millones de euros a 31 de diciembre de 2014, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.170 y 8.412 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 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.

(8) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN¹

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 ⁽¹⁾	
	2015	2014	2015	2014
Negocios conjuntos	11.632	10.857	(32)	816
Asociadas ⁽²⁾	126	253	(62)	76
TOTAL	11.758	11.110	(94)	892

⁽¹⁾ Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas e interrumpidas. No incluye el Otro resultado integral por importe de 462 millones de euros en 2015 (452 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 11 millones de euros correspondientes a asociadas) y de 660 millones de euros en 2014 (636 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 25 millones de euros correspondientes a asociadas).

⁽²⁾ En 2015 incluye fundamentalmente las participaciones en Petrocarabobo, S.A. En octubre de 2015 se ha completado la alianza entre Repsol y el mexicano Grupo KUO en el negocio conjunto Dynasol, en el que Repsol ha aportado, entre otros, la compañía asociada Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. clasificada en este epígrafe a 31 de diciembre de 2014.

¹ Véase Anexo III.

Variaciones del período

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	11.110	10.340
Inversiones netas ⁽¹⁾	496	11
Variaciones del perímetro de consolidación	400	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia ⁽²⁾	(94)	892
Dividendos repartidos	(451)	(635)
Diferencias de conversión	462	660
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(165)	(155)
Saldo al cierre del ejercicio	11.758	11.110

(1) En 2015 incluye operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A (ver Nota 21).

(2) En 2015 incluye 291 millones de euros por los deterioros de activos en Venezuela y 40 millones de euros en Colombia (ver Nota 22).

(3) En 2015 incluye fundamentalmente la reclasificación de la participación del 17,5% en el área de Cardón IV desde el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” (ver Nota 9). En 2014 incluye la devolución de parte de los fondos propios de Repsol Sinopec Brasil, S.A. por importe de 64 millones de euros.

En 2015 incluye principalmente la incorporación de las inversiones en los negocios conjuntos de Talisman Sinopec Energy United Kingdom Limited (TSEUK) y Equion Energia Limited (Equion) como consecuencia de la combinación de negocios de Talisman del 8 de mayo; así como la venta de la participación del 10% en la asociada Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. “CLH” (ver Nota 4).

Entidades filiales de Talisman Energy Inc.

TSEUK se encuentra participada por las sociedades Talisman Energy Inc. y Addax Petroleum UK Limited, filial del Grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente, siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. Este negocio conjunto se gobierna a través de un acuerdo de accionistas, que requiere del consentimiento unánime de ambos accionistas para todas las decisiones significativas financieras y operativas. Repsol ha reconocido una provisión por las obligaciones asociadas a su participación en TSEUK (ver Nota 14), siendo el valor en libros de dicho negocio nulo.

Equion es una compañía participada al 51% y 49% por Ecopetrol, S.A. y Talisman Energy Inc., respectivamente. Equion realiza principalmente actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. El valor de esta inversión a 31 de diciembre de 2015 asciende a 263 millones de euros.

Principales negocios conjuntos

Las inversiones contabilizadas por el método de la participación corresponden fundamentalmente a los negocios conjuntos en:

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 13 “*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 adquirió 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 la Nota 15 “*Pasivos financieros*”.

A continuación se presenta información financiera resumida de los negocios conjuntos identificados como más significativos, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 “*Bases de presentación*” y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

	Millones de euros			
	GNF		RSB	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos de explotación	26.015	25.318	856	698
Amortización y provisiones por deterioro	(1.750)	(1.619)	(335)	(307)
Otros gastos de explotación ⁽¹⁾	(21.003)	(20.509)	(532)	(299)
Resultado de explotación	3.262	3.190	(11)	92
Ingresos financieros ⁽²⁾	150	121	38	81
Gastos financieros ⁽²⁾⁽³⁾	(1.044)	(922)	(36)	(53)
Resultado entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	(4)	(475)	20	7
Resultado antes de impuestos	2.364	1.914	11	127
Gasto por impuesto	(573)	(256)	(204)	(103)
Resultado del periodo de las operaciones continuadas	1.791	1.658	(193)	24
Resultado del periodo de las operaciones interrumpidas	34	-	-	-
Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante	1.502	1.462	(193)	24
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%
Resultado por integración	453	439	(116)	14
Dividendos	278	271	-	-
Otro resultado integral ⁽⁴⁾	(91)	44	466	494

⁽¹⁾ En 2015 y 2014 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 174 y 147 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).

(2) En 2015 y 2014 RSB incluye intereses netos de deuda por importe de 64 y 55 millones de euros.

(3) En 2015 y 2014 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 10 y 4 millones de euros.

(4) 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	
	2015	2014	2015	2014
Activos				
Activos no corrientes	39.275	39.487	3.688	3.214
Activos corrientes	8.772	10.745	4.956	4.440
<i>Efectivo y equivalentes de efectivo</i>	2.390	3.484	18	25
<i>Otros activos corrientes</i>	6.382	7.261	4.938	4.415
Total Activos	48.047	50.232	8.644	7.654
Pasivos				
Pasivos no corrientes	25.632	27.723	814	427
<i>Pasivos financieros</i> ⁽¹⁾	13.147	17.745	-	-
<i>Otros pasivos no corrientes</i> ⁽²⁾	12.485	9.978	814	427
Pasivos corrientes	8.134	8.401	497	480
<i>Pasivos financieros</i> ⁽¹⁾	2.596	2.805	260	62
<i>Otros pasivos corrientes</i> ⁽²⁾	5.538	5.596	237	418
Total Pasivos	33.766	36.124	1.311	907
ACTIVOS NETOS	14.281	14.108	7.333	6.747
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%
Participación en los activos netos	4.305	4.233	4.400	4.048
Plusvalía / (Minusvalía) ⁽³⁾	464	334	-	-
Valor contable de la inversión	4.769	4.567	4.400	4.048

(1) Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.

(2) En 2015 y 2014 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento corrientes y no corrientes por importe de 138 y 208 millones de euros.

(3) La plusvalía se corresponde con el importe del fondo de comercio.

(9) 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 2015 y 2014, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2015	2014
Inmovilizado material y otros activos intangibles	197	18
Otros activos no corrientes	65	80
Activos corrientes	-	-
Activos	262	98
Pasivos no corrientes	(7)	-
Pasivos corrientes	(1)	-
Pasivos	(8)	-
ACTIVOS NETOS	254	98

Repsol ha alcanzado diversos acuerdos en 2015 para venta de su negocio de gas canalizado en España por importe de 788 millones de euros. Parte de los acuerdos se han completado con ventas reconocidas en los estados financieros de 2015 (ver Nota 21), mientras que otros se completarán a lo largo del año 2016

quedando sujetos a la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. A 31 de diciembre de 2015 se han clasificado activos por valor neto contable de 209 millones de euros en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*”.

El grupo a 31 de diciembre de 2014, el Grupo, tenía registrado en el epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” 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) iba a adquirir esa participación. En 2015, tras haber comenzado la producción en el área de Cardón IV y no haberse materializado la adquisición por parte de CVP del 17,5% poseído por Repsol, se han reclasificado dichos activos inicialmente registrados como mantenidos para la venta, como mayor valor en el epígrafe de “*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*” (ver Nota 8).

(10) ACTIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Activos financieros no corrientes	715	593
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	4	-
Otros activos financieros corrientes	1.237	2.513
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	413	503
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.448	4.638
Total	4.817	8.247

⁽¹⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros activos no corrientes*” del balance de situación consolidado.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros deudores*” del balance de situación consolidado.

Clasificación de activos financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, clasificados por clases de activos es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2015 y 2014													
	Activos financieros mantenidos para negociar		Otros activos financieros a VR con cambios en resultados		Activos financieros disponibles para la venta		Préstamos y partidas a cobrar		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento		Derivados de cobertura		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	82	60	-	-	-	-	-	-	82	60
Derivados	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-
Otros activos financieros	-	-	66	90	-	-	567	441	-	2	-	-	633	533
Largo plazo / No corriente	4	-	66	90	82	60	567	441	-	2	-	-	719	593
Derivados	477	618	-	-	-	-	-	-	-	-	1	25	478	643
Otros activos financieros	-	-	11	12	-	-	1.170	2.373	2.439	4.626	-	-	3.620	7.011
Corto plazo / Corrientes	477	618	11	12	-	-	1.170	2.373	2.439	4.626	1	25	4.098	7.654
TOTAL ⁽¹⁾	481	618	77	102	82	60	1.737	2.814	2.439	4.628	1	25	4.817	8.247

⁽¹⁾ En el epígrafe “*Otros activos no corrientes*” y en el epígrafe “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” del balance se incluyen, en 2015, 175 millones de euros a largo plazo y 4.254 millones a corto plazo, y en 2014, 155 millones de euros a largo plazo y 4.550 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.

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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Activos financieros mantenidos para negociar	298	356	183	262	-	-	481	618
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	77	102	-	-	-	-	77	102
Activos financieros disponibles para la venta ⁽¹⁾	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	2	1	23	-	-	1	25
Total	376	461	184	285	-	-	560	746

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a derivados mantenidos para negociar y fondos de inversión.

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⁾ No incluye 81 y 59 millones de euros en 2015 y 2014, 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.

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 17).

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 2015 y 2014 incluyen entre otros, participaciones en fondos de inversión.

Activos financieros disponibles para la venta

Este epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	60	1.223
Inversiones	-	3
Desinversiones ⁽¹⁾	(4)	(943)
Ajustes a valor razonable ⁽²⁾	7	(223)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽³⁾	30	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(11)	-
Saldo al cierre del ejercicio	82	60

⁽¹⁾ 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 4.3).

⁽²⁾ En 2014 corresponde fundamentalmente a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas.

⁽³⁾ En 2015 corresponde a la participación a través de Talisman (ver Nota 4.1) en el 15% en Transasia Pipeline Company Pvt, Ltd.

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	
	2015	2014	2015	2014
No corrientes	567	441	567	441
Corrientes	1.170	2.373	1.170	2.373
Total préstamos y partidas a cobrar	1.737	2.814	1.737	2.814

En 2015 y 2014, dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran préstamos concedidos a sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación (fundamentalmente transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación), por importe de 1.734 y 1.318 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 94 y 66 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente incluyen aquéllos 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 de 2015 y 2014 se encuentran totalmente provisionados.

En 2015 han vencido depósitos “Corrientes” contratados con diferentes entidades financieras por importe de 1.504 millones de euros.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior corresponde a un interés medio de 4,73% y 3,62% en 2015 y 2014, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2015	2014
2016	-	1
2017	254	227
2018	-	-
2019	281	48
Años posteriores	32	165
Total	567	441

El valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar coincide con su valor contable.

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Millones de euros	
	2015	2014
Inversiones Financieras no corrientes	-	2
Inversiones Financieras temporales	2	-
Equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	126	2.416
Caja y Bancos	2.311	2.210
Total	2.439	4.628

⁽¹⁾ En 2014 incluye 2.125 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2015.

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 0,25% y 0,60% en 2015 y 2014, respectivamente.

(11) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Crudo y gas natural	786	1.549
Productos terminados y semiterminados	1.754	2.136
Materiales y otras existencias	313	246
Total ⁽¹⁾	2.853	3.931

⁽¹⁾ Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 117 y 225 millones de euros al 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a - 2 y 120 millones de euros respectivamente (- 178 y 1 millones de euros en 2014).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe de existencias de “*commodities*” destinadas a una actividad de “*trading*” inventariadas a valor razonable, menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 624 y 791 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 33 y un gasto de 42 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, curvas forward del mercado en función del plazo de las operaciones. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt’s, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2015 y 2014 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo IV), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(12) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Clientes por ventas y prestaciones de servicios (importe bruto)	2.738	3.205
Provisión por insolvencias	(131)	(122)
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	2.607	3.083
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.336	1.221
Deudores por operaciones con el personal	43	48
Administraciones públicas	268	198
Derivados por operaciones comerciales (Nota 10 y 17)	413	503
Otros deudores	2.060	1.970
Activos por impuesto corriente	1.013	632
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.680	5.685

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	122	141
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	13	7
Variaciones de perímetro de consolidación	-	-
Diferencias de conversión	5	5
Reclasificaciones y otros movimientos	(9)	(31)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	131	122

(13) PATRIMONIO NETO

	Millones de euros	
	31/12/2015	31/12/2014
Fondos propios	26.789	27.502
Capital	1.442	1.375
Prima de Emisión	6.428	6.428
Reservas	19.605	19.783
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(248)	(127)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	(1.227)	1.612
Dividendos y retribuciones	(228)	(1.569)
Otros Instrumentos de patrimonio	1.017	-
Ajustes de valor	1.672	435
Intereses minoritarios	228	217
TOTAL PATRIMONIO NETO	28.689	28.154

13.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2015 y 2014 estaba representado por 1.400.361.059 y 1.350.272.389 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 2016, que se explica a continuación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.441.783.307 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 2015.

El 30 de abril de 2015 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”¹, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2014 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2015, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de los derechos de asignación gratuita) o en acciones de la Sociedad.

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberadas ha tenido lugar en los meses de junio y julio de 2015 y la segunda en diciembre de 2015 y enero de 2016. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2015	Dic. 2015 / Enero 2016
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Periodo de negociación de derechos de asignación gratuita	18 de junio - 3 de julio	19 de diciembre - 7 de enero
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio fijo garantizado	26 de junio	30 de diciembre
	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra ⁽¹⁾	36,5% (502.021.533 derechos)	34,9% (489.071.582 derechos)
	Precio fijo garantizado por derecho	0,484 € brutos / derecho	0,466 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	243 millones de €	228 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSON	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	63,5% (872.672.628 derechos)	65,1% (911.289.456 derechos)
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	34	22
	Nuevas acciones emitidas	25.666.842	41.422.248
	Incremento capital social aproximado	1,87%	2,96%
	Cierre ampliación de capital	6 de julio	8 de enero
	Inicio de la contratación ordinaria de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia	15 de julio	15 de enero

(1) Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación a 31 de diciembre de 2015 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe “*Dividendo y retribuciones*” así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por el importe correspondiente de la asignación de derechos de Repsol.

¹ 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 de retribución al accionista 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.

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⁾	11,37
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	8,48
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	4,95
Blackrock, Inc. ⁽⁴⁾	3,04

⁽¹⁾ La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, 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 distintos fondos y cuentas gestionados por gestores de inversiones bajo su control.

A 31 de diciembre de 2015 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.	1.400.361.059	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	10,12	11,52	euros
			Buenos Aires	157,00	178,88	pesos
			OTCQX ⁽²⁾	11,13	12,58	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,82	19,46	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.680.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,12	0,13	soles

⁽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.

13.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2015 y 2014 asciende a 6.428 y 6.428 millones de euros, respectivamente. 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.

13.3) 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.

13.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	2015			2014		
	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	7.689.371		0,56%	1.432.680		0,11%
Compras mercado	20.480.001	301	1,42%	9.242.085	160	0,67%
Ventas mercado	(10.642.495)	(177)	0,74%	(3.570.011)	(69)	0,26%
Adquisición opciones s/ acciones propias	-	-	-	1.000.000	19	0,07%
Enajenación opciones s/ acciones propias	(400.000)	(7)	0,03%	(600.000)	(11)	0,04%
Plan Adquisición de Acciones empleados ⁽¹⁾	754.845	9	0,05%	437.577	8	0,03%
Plan de Fidelización 2011-2014 ⁽¹⁾	-	-	-	57.146	1	0,00%
Plan de Fidelización 2012-2015 ⁽¹⁾	54.435	1	0,00%	-	-	-
Repsol Dividendo Flexible ⁽²⁾	920.529	-	-	184.617	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	18.047.406		1,25%	7.689.371		0,56%

Nota: Operaciones realizadas 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 por un plazo de 5 años al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, 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.

⁽¹⁾ Todas las acciones adquiridas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y en los Planes de Fidelización (2011-2014) y en el segundo ciclo (2012-2015) han sido entregadas a los empleados (ver Nota 27.4).

⁽²⁾ Acciones nuevas recibidas de las ampliaciones de capital "Repsol Dividendo Flexible" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

13.5) Otros instrumentos de patrimonio

El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance, B.V. (RIF) emitió un bono subordinado garantizado por Repsol, S.A., por un importe de 1.000 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancias del emisor a partir del sexto año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones.

Este bono se colocó entre inversores cualificados y cotiza en la Bolsa de Luxemburgo, devengando un cupón fijo anual del 3,875% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2021, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 6 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán ser abonados en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

Este bono se ha registrado en el epígrafe “*Otros instrumentos de patrimonio*”, incluido dentro del patrimonio neto del balance de situación consolidado, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero del Grupo. El gasto financiero por intereses del bono neto de impuestos se ha registrado en el epígrafe “*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*” por importe de 22 millones de euros netos de impuestos.

13.6) Retribución al accionista

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.

Adicionalmente, durante 2015 y 2014 los accionistas han sido 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)
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
Junio/Julio 2015	502.021.533	0,484	243	25.666.842	422

Adicionalmente, en enero de 2016 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2015, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 228 millones de euros (0,466 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 41.422.248 acciones, por un importe equivalente de 425 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,30 euros por acción

Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2015	2014
Resultado atribuido a la sociedad dominante ⁽¹⁾ (millones de euros)	(1.227)	1.612
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(22)	-
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) ⁽²⁾	1.432	1.440
BPA básico y diluido (euros/acción)	(0,87)	1,12

⁽¹⁾ En 2014 incluye el resultado atribuido a la sociedad dominante correspondiente a operaciones interrumpidas por importe de 597 millones de euros, equivalente a un BPA de 0,41 euros por acción.

⁽²⁾ El capital social registrado en circulación al 31 de diciembre de 2014 ascendía a 1.374.694.217 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha incluía 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*”).

13.7) 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 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en el apartado 1 de la Nota 2, 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 17) según el procedimiento descrito en el apartado 25 la Nota 2.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos, en cada concepto, por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2015 y 2014 son los siguientes:

	Efecto Neto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(2)	60	(2)	122	(4)	182
Otros instrumentos financieros	-	13	-	(13)	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	8	30	7	1	15	31
Diferencias de conversión	47	15	(4)	2	43	17
Total	53	118	1	112	54	230

13.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2015 y 2014 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Petronor, S.A.	110	82
Refinería La Pampilla, S.A. ⁽¹⁾	57	92
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	31	30
Inch Cape Offshore	21	-
Otras compañías	9	13
Total	228	217

⁽¹⁾ El 20 de noviembre de 2015 se ha completado una ampliación de capital en la Refinería de la Pampilla, S.A. suscrita en un 99% por el Grupo Repsol, incrementándose el porcentaje de participación del Grupo en un 31,35% hasta alcanzar el 82,38% (ver Anexo Ib – “Principales variaciones del perímetro de consolidación”).

(14) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2015 y 2014, han sido los siguientes:

	Millones de euros			Total
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones ⁽⁵⁾	
Saldo a 1 de enero de 2014	337	871	1.741	2.949
Dotaciones con cargo a resultados ^{(1) (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	-	-	6	6
Diferencias de conversión	30	128	21	179
Reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	75	(98)	(391)	(414)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	454	1.159	1.013	2.626
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	74	240	198	512
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	(3)	(233)	(80)	(316)
Cancelación por pago	(74)	(94)	(504)	(672)
Variaciones del perímetro de consolidación	2.086	-	3.226	5.312
Diferencias de conversión	(94)	122	79	107
Reclasificaciones y otros ⁽⁴⁾	(213)	-	(152)	(365)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	2.230	1.194	3.780	7.204

(1) Incluye 123 y 105 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2015 y 2014. En 2015, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de 110 y -118 millones de euros.

(2) En 2015 incluye la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe 160 millones de euros. En 2014 incluye la dotación de provisiones por contratos onerosos en Canadá, Ecuador y España por un importe total de 282 millones de euros (ver Nota 7).

(3) En 2015 incluye la reversión de provisiones por contratos onerosos en Canadá por importe de 170 millones de euros, principalmente por la actualización de las tasas de descuento y los menores costes previstos. Adicionalmente en 2015 y 2014 incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

(4) En 2015 incluye principalmente los efectos asociados a la valoración de las provisiones de desmantelamiento de campos que se registran contra el inmovilizado material. En 2014 incluye fundamentalmente impactos asociados a la desinversión de YPF.

(5) "Otras provisiones" corresponde fundamentalmente a las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas de reclamaciones fiscales (ver Nota 20), litigios y arbitrajes (ver Nota 28), riesgos medioambientales (ver Nota 30.2), consumo de los derechos de CO₂ (ver Nota 30.5), compromisos por pensiones (ver Nota 27.2), incentivos a los empleados (ver Nota 27.3 y 27.4), seguros y aquellas provisiones correspondientes a la participación en otras sociedades.

El epígrafe "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye en 2015 fundamentalmente las provisiones asociadas a la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4.1) correspondientes a:

- Provisiones por desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos, por importe de 2.042 millones de euros, principalmente por el desmantelamiento de pozos, ductos y complejos en Norteamérica y Sudeste Asiático y de plataformas *offshore* en el mar del Norte.
- Provisiones constituidas para hacer frente a contingencias fiscales (ver Nota 20) y legales (Nota 28) y a compromisos por pensiones y otras provisiones por un importe agregado de 1.115 millones de euros.

- Provisiones por las obligaciones asociadas a la participación en los negocios de Talisman, por importe de 1.668 millones de euros que incluyen aquellos desembolsos previstos para la financiación de las obligaciones adquiridas en el negocio conjunto TSEUK (1.515 millones de euros), que se corresponden fundamentalmente con el coste neto del desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos en el mar del Norte.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2015. 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			
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	Total
Provisión por desmantelamientos de campos	78	1.007	1.145	2.230
Provisión por contratos onerosos	63	386	745	1.194
Otras provisiones	1.236	1.404	1.140	3.780
TOTAL	1.377	2.797	3.030	7.204

(15) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	10.581	7.612
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	1	-
Pasivos financieros corrientes	7.073	4.086
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	129	144
TOTAL	17.784	11.842

⁽¹⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” del balance de situación consolidado.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe “*Otros acreedores*” del balance de situación consolidado.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2015									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura		Total		Valor Razonable	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.543	1.359	-	-	1.543	1.359	1.543	1.359
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	8.939	6.165	-	-	8.939	6.165	8.878	6.734
Derivados	1	-	-	-	90	88	91	88	91	88
Otros pasivos financieros	-	-	9	-	-	-	9	-	9	-
Largo plazo / No corriente	1	-	10.491	7.524	90	88	10.582	7.612	10.521	8.181
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.707	645	-	-	1.707	645	1.707	645
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.376	671	-	-	2.376	671	2.380	671
Derivados	193	190	-	-	5	88	198	278	198	278
Otros pasivos financieros	-	-	2.921	2.636	-	-	2.921	2.636	2.921	2.636
Corto plazo / Corriente	193	190	7.004	3.952	5	88	7.202	4.230	7.206	4.230
TOTAL ⁽¹⁾	194	190	17.495	11.476	95	176	17.784	11.842	17.727	12.411

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el balance recoge 1.540 y 1.414 millones de euros en el epígrafe “*Otros pasivos no corrientes*” y 206 y 176 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pasivos financieros mantenidos para negociar	4	28	190	162	-	-	194	190
Derivados de cobertura	-	-	95	176	-	-	95	176
TOTAL	4	28	285	338	-	-	289	366

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

Las técnicas de valoración utilizadas para los pasivos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2 se basan, de acuerdo con 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 son diferentes 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 2015 y 2014 se detalla en la Nota 16.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2015		2014	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.304	1,60%	2.007	2,29%
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	10.324	3,76%	8.026	3,92%
Otros pasivos financieros	2.904	1,39%	2.449	1,31%
TOTAL	16.532	2,91%	12.482	3,14%

⁽¹⁾ En 2014 Incluye las participaciones preferentes Serie B y Serie C de Repsol International Capital Ltd amortizadas anticipadamente en diciembre de 2014 (ver apartado 15.2).

15.1) Deudas con entidades de crédito

Este epígrafe recoge aquellos préstamos otorgados a las compañías del Grupo por diversas entidades de crédito para financiar proyectos y operaciones, principalmente en España, Canadá y Perú. Adicionalmente, en 2015 incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

15.2) 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 2015 y 2014:

	Saldo inicial		(+/-) Emisiones		(-) Recompras o reembolsos (2)		(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros (1)		Saldo final	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	6.836	9.957	5.954	2.558	(3.720)	(5.706)	55	27	9.125	6.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	-	-	650	-	(2.588)	-	4.128	-	2.190	-
TOTAL	6.836	9.957	6.604	2.558	(6.308)	(5.706)	4.183	27	11.315	6.836

(1) En 2015, incluye la incorporación de los valores de deuda emitidos por Talisman adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios descrita en la Nota 4.1.

(2) En 2015 ha vencido un bono emitido por Talisman en 2005, se han recomprado anticipadamente varios bonos, y se ha cancelado las emisiones realizadas al amparo de su Programa de U.S. Commercial Paper (USCP).

En 2014 se cancelaron anticipadamente las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol S.A. También en el mes de diciembre se amortizaron anticipadamente la totalidad de Participaciones Preferentes Serie B y C que no se adhirieron a la Oferta de Recompra en 2013.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2015

- El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance B.V. (RIF) emitió un bono subordinado, garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 1.000 millones de euros y vencimiento en 2075 (amortizable a instancia del emisor a partir del décimo año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones).

El bono, emitido a un precio del 100% de su valor nominal, se colocó entre inversores cualificados y cotiza actualmente en la Bolsa de Luxemburgo. Devenga un cupón fijo anual del 4,5% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2025, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2025, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 10 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones sin que ello suponga causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán abonarse en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

Durante el ejercicio 2014 y en previsión de esta emisión, se contrataron permutas financieras de tipo de interés por importe nominal de 1.500 millones de euros, que fueron designadas como coberturas contables de flujos de caja. El efecto acumulado inicial en patrimonio neto por valoración a mercado de estos instrumentos de cobertura ha ascendido a -116 millones de euros antes de impuestos, importe que será transferido a la cuenta de resultados durante los próximos 10 años a medida que se van devengando los cupones correspondientes.

- El 15 de mayo de 2015 venció un bono emitido en 2005 por Talisman Energy Inc. por importe de 334 millones de euros y un cupón del 5,125%.
- En noviembre de 2015, Talisman Energy Inc. anunció la realización de una oferta de recompra de cinco emisiones de bonos con vencimientos en los años 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 y con tipos de interés del 7,25%, 5,75%, 5,85%, 6,25% y 5,5%, respectivamente. En Diciembre, Talisman Energy Inc. realizó la recompra de bonos por un valor nominal total de 1.572 millones de dólares y con un descuento del 14,5%, cuyo pago tuvo lugar el 11 de diciembre.

El 23 de diciembre, Talisman Energy Inc. aceptó la recompra de un bono con vencimiento en el año 2019 y con un tipo de interés del 7,75%. La recompra se realizó por un valor nominal total de 127 millones de dólares y cuyo pago tuvo lugar el 24 de diciembre.

Como consecuencia de la cancelación de los bonos recomprados se ha reconocido un efecto positivo de 213 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe “Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros”, por la diferencia entre su valor contable y el importe abonado por la cancelación parcial de los bonos. En 2016 y hasta la formulación de este documento, se han realizado recompras adicionales de bonos de Talisman.

- El 16 de diciembre de 2015, Repsol International Finance B.V. (RIF), al amparo del programa “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme” (EMTN) ha emitido un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 600 millones de euros y vencimiento en 2020. El bono cotiza en la Bolsa de Luxemburgo y ha sido emitido a un precio del 99,89% de su valor nominal y con un cupón fijo anual de 2,12%, pagadero anualmente a partir del 16 de febrero de 2016.

El saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 31 de diciembre es el siguiente:

Concepto	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽⁵⁾
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	oct-97	Dólar	57	7,250%	oct-27	-
Bono	Talisman Energy Inc.	abr-02	Libras	250	6,625%	dic-17	LSE
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	may-05	Dólar	98	5,750%	may-35	-
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	ene-06	Dólar	140	5,850%	feb-37	-
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	nov-06	Dólar	132	6,250%	feb-38	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	feb-07	Euro	886	4,750%	feb-17	LuxSE
Bono	Talisman Energy Inc.	mar-09	Dólar	150	8,500%	mar-16	C.P.
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	jun-09	Dólar	573	7,750%	jun-19	-
Bono ⁽³⁾	Talisman Energy Inc.	nov-10	Dólar	600	3,750%	feb-21	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-11	Euro	850	4,250%	feb-16	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
Bono ⁽³⁾⁽⁶⁾	Talisman Energy Inc.	may-12	Dólar	126	5,500%	may-42	-
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
Bono ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% ⁽⁴⁾	mar-75	LuxSE
Bono ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE

- (1) Emisiones realizadas al amparo del programa de EMTN de RIF garantizado por Repsol, S.A., renovado el 22 de septiembre de 2015.
- (2) Bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. No corresponden a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.
- (3) Emisiones realizadas por la compañía Talisman Energy Inc. al amparo de los programas de emisión universal de deuda “*Universal Shelf Prospectus*” y el programa de emisión de bonos a medio plazo “*Medium-Term Note Shelf Prospectus*” en Estados Unidos y Canadá, respectivamente.
- (4) Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.
- (5) LuSE (Luxembourg Stock Exchange), LSE (London Stock Exchange) y C.P. (Colocación Privada).
- (6) Emisiones objeto de recompra parcial en diciembre de 2015.

- Por otra parte, Repsol International Finance B.V. mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 16 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros. Al amparo de este programa, se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del período siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2015:

Concepto	Entidad emisora	Moneda	Saldo vivo 31/12/2015 (millones)	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	879	879
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	272	249
ECP	Repsol International Finance B.V.	Libras esterlinas	21	28
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	7	7

- Por último, Talisman Energy Inc. dispone de un Programa de U.S. Commercial Paper (USCP), formalizado en Octubre de 2011, por importe máximo de 1.000 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2015 las emisiones realizadas han sido totalmente canceladas.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2014

- En diciembre de 2014, el Grupo, a través de Repsol International Finance B.V. y al amparo del programa de bonos a medio plazo EMTNs emitió un bono garantizado por Repsol, S.A. por importe

nominal de 500 millones de euros y vencimiento en 2026. El bono cotiza en la Bolsa de Luxemburgo y fue emitido a un precio del 99,709% de su valor nominal y con un cupón fijo anual de 2,25%.

Adicionalmente, también a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), al amparo del programa de ECP realizó diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2014:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	SALDO VIVO (millones)	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	289	289
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	256	211
ECP	Repsol International Finance B.V.	Franco suizos	5	4

- En los meses de marzo y octubre vencieron dos bonos emitidos por RIF 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%, supusieron 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 emitidas en 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, se reconoció en 2014 una pérdida por importe de 71 millones de euros antes de impuestos y las Obligaciones se dieron de baja con el abono en efectivo por importe de 1.471 millones de euros en concepto de principal y cupón ordinario bruto.
- En diciembre de 2014 Repsol International Capital Ltd amortizó anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes Serie B y Serie C no recompradas en la Oferta de Recompra por importe de 84 millones de euros.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

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 6.786 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – “*cross acceleration*” o “*cross-default*”) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario (“*Trustee*”) a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de las obligaciones o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos en 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 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.

Adicionalmente la emisión del bono subordinado de 1.000 millones de euros realizada el 25 de marzo de 2015 por Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican al bono subordinado de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 13.5.

Por otro lado, las emisiones realizadas por Talisman Energy Inc., representativas de deuda ordinaria por un importe nominal de 2.063 millones de euros, no están garantizadas por Repsol y contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – “*cross acceleration*” o “*cross-default*”) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda.

El Grupo, a través de Talisman, también tiene contratadas líneas de crédito comprometidas por importe de 3.200 millones de dólares, las cuales no estaban dispuestas a 31 de diciembre, 3.000 millones de dólares a través de una línea de crédito sindicada y 200 millones de dólares de manera bilateral con una entidad financiera, ambas disponibles de utilización hasta marzo y octubre de 2019, respectivamente. Éstas incluyen un covenant sobre el ratio financiero (Deuda Consolidada/ Cash Flow), en el que se establece que trimestralmente la deuda no puede ser superior al Cash Flow en 3,5 veces.

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.

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

15.3) Otros pasivos financieros

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son aquellos realizados con sociedades integradas por el método de la participación por importe de 2.930 y 2.636 millones de euros en 2015 y 2014, 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 8) que a 31 de Diciembre de 2015 y 2014 presenta un saldo para el Grupo de 2.819 y 2.535 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

(16) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

16.1) 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.

16.1.1) 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 17).

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	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	15	5
	-5%	(16)	(5)
Efecto en el patrimonio neto	5%	186	72
	-5%	(205)	(79)

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 17).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 10.697 y 5.596 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 80% y 139%, 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 básicos)	Millones de euros	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(10)	4
	-50	10	(4)
Efecto en el patrimonio neto	+50	14	61
	-50	(14)	(65)

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.

En ocasiones, 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 17).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos, gas natural y productos derivados 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	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(6)	(26)
	-10%	6	26

16.1.2) 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 50% de la totalidad de su deuda bruta. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 6.360 y 3.312 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

31 de diciembre de 2015	Vencimientos (millones de euros)						Siguintes	Total
	2016	2017	2018	2019	2020			
Proveedores	1.799	-	-	-	-	-	-	1.799
Otros acreedores	3.975	-	-	-	-	-	-	3.975
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	7.215	1.825	1.326	2.096	2.231	7.236	21.929	
Derivados ⁽²⁾	83	13	11	9	8	35	159	

31 de diciembre de 2014	Vencimientos (millones de euros)						Siguintes	Total
	2015	2016	2017	2018	2019			
Proveedores	2.350	-	-	-	-	-	-	2.350
Otros acreedores	3.402	-	-	-	-	-	-	3.402
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	4.050	1.293	1.442	1.086	1.252	3.472	12.595	
Derivados ⁽²⁾	148	12	9	9	7	37	222	

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

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

⁽²⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 17. No incluye los derivados comerciales el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” y “Otros acreedores” del balance de situación.

16.1.3) 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 prácticas¹.

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 12) por importe de 4.119 y 4.459 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2015	2014
Deuda no vencida	3.804	4.173
Deuda vencida 0-30 días	167	176
Deuda vencida 31-180 días	103	90
Deuda vencida mayor a 180 días	45	20
TOTAL	4.119	4.459

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 12 “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*” se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2015 y 2014. 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 10 “*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 2015 y 2014:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros	
		2015	2014
- Deudas comerciales	12	4.249	4.581
- Derivados	10	481	643
- Efectivo y Equivalente al efectivo	10	2.448	4.638
- Otros activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	10	2.517	2.233
- Otros activos financieros corrientes	10	1.172	2.373

¹ La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos (ver apartado 16.1.4).

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 2,2%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1,3%.

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 3.798 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y de 3.616 millones de euros a 31 de diciembre de 2014. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ascienden a 715 y 815 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2015 el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 12 millones de euros. En 2014 esta cifra se situó en 18 millones de euros.

16.1.4) Otros riesgos. Venezuela

Desde febrero de 2003 está en vigor en Venezuela un régimen de control cambiario gestionado por el Banco Central de Venezuela y el Ministerio del Poder Popular de Economía, Finanzas y Banca Pública. Estos organismos han dictado diversas normas que regulan las modalidades de compra venta de divisas en Venezuela. En concreto:

- El tipo de cambio oficial, pero de uso restringido para la compra de divisas en el mercado local, es Bs.6,3/US\$.
- El 24 de enero de 2014 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 25, que establecía que las solicitudes de dólares estadounidenses se liquidarían al tipo de cambio resultante de las asignaciones realizadas a través del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD I). Asimismo, se estableció un mecanismo adicional de intercambio de divisas con oferta limitada y sólo aplicable a determinadas transacciones, denominado SICAD II.
- El 12 de febrero de 2015 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 33, que supuso la unificación de los anteriores sistemas de divisas SICAD II y SICAD I en un nuevo SICAD, así como la creación de un nuevo mecanismo de intercambio de divisas denominado Sistema marginal de Divisas (SIMADI) que permite transacciones de compra-venta de efectivo y de títulos valores en moneda extranjera.
- Adicionalmente, desde 2004 es aplicable el Convenio Cambiario nº 9 a los ingresos de Empresas Mixtas de hidrocarburos provenientes de las exportaciones de hidrocarburos. Estos ingresos podrán

mantenerse en cuentas en divisas en el exterior con el fin de atender los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela.

Por tanto, a 31 de diciembre de 2015 convivían tres tipos de cambio del bolívar fuerte venezolano: cambio oficial (Bs. 6,30/US\$), cambio SICAD (Bs.13,50/US\$, según la última subasta en noviembre 2015), y cambio SIMADI (Bs.198,7 Bs/US\$ al 31 de diciembre de 2015).

Por otra parte, Venezuela es una economía hiperinflacionaria. Según información publicada por el Banco Central, la tasa de inflación ha sido del 56,2% en 2013, del 68,5% en 2014 y 180,9% en el 2015.

En este contexto, Repsol mantiene el dólar como moneda funcional de la mayor parte de sus negocios de exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela (principalmente desarrollados a través de las compañías participadas Cardón IV, S.A., Empresa Mixta Petroquirquire, S.A. y Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A.).

En las compañías cuya moneda funcional es el bolívar (fundamentalmente Quirquire Gas, S.A), Repsol ha utilizado para la elaboración de los presentes estados financieros el tipo de cambio SIMADI para la conversión de bolívares a euros; el efecto de utilizar para la elaboración de dichos estados financieros un tipo de cambio superior a SIMADI, por ejemplo uno que tuviera en consideración la evolución de la inflación prevista, no sería significativo para el Grupo Repsol¹.

La exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre, una vez registrados determinados deterioros (véase nota 22), asciende a unos 2.400 millones de euros, que incluyen fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas.

16.2) 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, definido como relación entre la deuda financiera neta y el capital empleado neto:

$$\text{Ratio Apalancamiento} = \frac{\text{Deuda Financiera Neta}^{(1)}}{\text{Capital Empleado}^{(2)}}$$

⁽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. 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.

¹ El impacto en diferencias de conversión por aplicación del tipo de cambio SIMADI sobre los estados financieros de Quirquire Gas, S.A. a 31 de diciembre de 2015 ha sido de 145 millones de euros. El patrimonio neto consolidado de esta sociedad a dicha fecha asciende a 3 millones de euros.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	10.581	7.612
Pasivos financieros corrientes	7.073	4.086
Activos financieros no corrientes	(715)	(593)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 10)	82	60
Otros activos financieros corrientes	(1.237)	(2.513)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.448)	(4.638)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 17)	(92)	(191)
Deuda neta negocios conjuntos	(1.310)	(1.888)
Deuda financiera neta ⁽¹⁾⁽²⁾	11.934	1.935
Patrimonio neto	28.689	28.154
Capital empleado neto ⁽¹⁾⁽³⁾	40.623	30.089
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	29,4%	6,4%

(1) Magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “*Información por segmentos*”.

(2) No incluye 1.747 y 1.590 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 18).

(3) En 2014 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.

(17) OPERACIONES CON DERIVADOS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación y sus vencimientos:

Millones de euros

Clasificación	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Valor Razonable	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
31 de diciembre										
Coberturas de Flujo de Efectivo	-	-	1	25	(90)	(88)	(3)	(88)	(92)	(151)
Tipo de interés	-	-	-	-	(90)	(88)	(3)	(88)	(93)	(176)
De precio de producto	-	-	1	25	-	-	-	-	1	25
Coberturas de Inversión Neta	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
Otras operaciones con derivados	4	-	477	618	(1)	-	(193)	(190)	287	428
De tipo de cambio	-	-	65	140	-	-	(64)	(46)	1	94
De precio de producto	4	-	412	478	(1)	-	(129)	(144)	286	334
TOTAL ⁽¹⁾	4	-	478	643	(91)	(88)	(198)	(278)	193	277

(1) Incluye en 2015 y 2014 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 98 y 191 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

<i>Millones de euros</i>	Resultado de explotación		Resultado financiero		Ajustes por cambios de valor	
	2015 ⁽¹⁾	2014	2015	2014	2015	2014
Cobertura de flujos de efectivo	25	-	(27)	(20)	562	(124)
Cobertura de inversión neta	(13)	-	-	-	(12)	-
Otras operaciones	380	476	1.045	531	-	-
Total	392	476	1.018	511	550	(124)

⁽¹⁾ Durante 2015 la valoración a mercado de los derivados comerciales ha generado un resultado positivo de 903 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” y en sentido contrario un resultado de -497 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*” en la cuenta de resultados.

A continuación se detallan las operaciones más significativas con instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

17.1) Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- Durante el mes de marzo el Grupo ha comprado a plazo, mediante forwards y swaps de divisa, un importe nominal de 8.289 millones de dólares estadounidenses y 201 millones de dólares canadienses, que se han designado como cobertura contable de flujos de efectivo en dólares asociada a la adquisición de Talisman Energy Inc. Desde su designación como cobertura contable y hasta la fecha de adquisición, el efecto acumulado por valoración a mercado de estos instrumentos, reconocido en el epígrafe “*Ajustes por cambios de valor*” del patrimonio neto, ascendía a 525 millones de euros antes de impuestos, que han sido considerados como mayor coste de la adquisición (ver Nota 4.1).
- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 por importe nominal de 1.500 millones de euros para cubrir emisiones futuras de instrumentos financieros. A través de las mismas, el Grupo pagó un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. Estas coberturas se han asignado a varias emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015 (ver Notas 13 y 15). A 31 de diciembre de 2015 el impacto en resultados ha ascendido a 9 millones de euros (el valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados asciende a -103 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2015).
- 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 (Canadá) por un nominal equivalente de 353 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y un valor razonable negativo por importe de 92 millones de euros. A 31 de diciembre de 2014 su nominal ascendía a 325 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 90 millones de euros.
- Las coberturas contratadas en 2015 y 2014 sobre el precio de productos correspondían fundamentalmente a coberturas de flujos de efectivo en dólares, cuyo objeto era cubrir la variabilidad de los precios del gas en el invierno y cuyo vencimiento era inferior a un año. A 31 de diciembre de 2015 su nominal asciende a 23 millones de euros y su valor razonable a 1 millón de euros; a 31 de diciembre de 2014 su nominal ascendía a 62 millones de euros y su valor razonable a 25 millones de euros.
- A 31 de diciembre de 2015 el Grupo mantiene derivados designados como coberturas de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream*. A 31 de diciembre el nominal de derivados vivos de estas operaciones asciende a (-296) millones de dólares

estadounidenses con un contravalor en euros de 270 millones de euros y un valor razonable de 2 millones de euros.

17.2) 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.

Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio 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 2015 y 2014 es el siguiente:

Millones de euros	VENCIMIENTO VALORES RAZONABLES															
	2015						Valor		2014						Valor	
	Clasificación 31 de diciembre	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total	Razonable	2015	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total	Razonable
De tipo de cambio	1	-	-	-	-	-	1	1	94	-	-	-	-	-	94	94
De precio de producto	283	3	-	-	-	-	286	286	334	-	-	-	-	-	334	334
Contratos de compra	(750)	-	-	-	-	-	(750)	(750)	(354)	-	-	-	-	-	(354)	(354)
Contratos de venta	886	-	-	-	-	-	886	886	473	-	-	-	-	-	473	473
Opciones	(1)	-	-	-	-	-	(1)	(1)	(7)	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Swaps	159	-	-	-	-	-	159	159	208	-	-	-	-	-	208	208
Forwards	2	-	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros ⁽¹⁾	(13)	3	-	-	-	-	(10)	(10)	14	-	-	-	-	-	14	14
TOTAL	284	3	-	-	-	-	287	287	428	-	-	-	-	-	428	428

⁽¹⁾ Se corresponde con la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en la Nota 2.

Durante el ejercicio 2015, se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 1.045 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe “*variación de valor razonable en instrumentos financieros*”.

(18) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe “Otros pasivos no corrientes” se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Deudas por arrendamientos financieros	1.540	1.414
Fianzas y depósitos	143	142
Ingresos diferidos ⁽¹⁾	30	14
Otros	229	231
Total	1.942	1.801

⁽¹⁾ Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver Nota 6).

18.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros		Millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por	
	2015	2014	2015	2014
Durante el siguiente ejercicio	218	185	207	176
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	814	727	624	560
A partir del 6º ejercicio	2.539	2.458	916	854
	3.571	3.370	1.747	1.590
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.824)	(1.780)		
Total	1.747	1.590		
Registrado contable			2015	2014
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.540	1.414
Deuda por arrendamiento financiero corriente			207	176
Total			1.747	1.590

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2015 ha ascendido al 8,95% (8,85% a 31 de diciembre de 2014).

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 2015 y 2014 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 476 millones de dólares (437 millones de euros) y 477 millones de dólares (393 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 2015 y 2014 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.189 millones de dólares (1.092 millones de euros) y 1.212 millones de dólares (999 millones de euros), respectivamente.

18.2) 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.

(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar”:

	Millones de euros	
	2015	2014
Proveedores	1.799	2.350
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 18)	207	176
Administraciones Públicas acreedoras	504	548
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	129	144
Otros	3.134	2.534
Otros acreedores	3.975	3.402
Pasivo por impuesto corriente	245	165
Total	6.019	5.917

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre el período medio de pago a proveedores

La información relativa al período medio de pago a proveedores en operaciones comerciales se presenta de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre) preparada conforme a la resolución del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas de enero 2016.

La información relativa al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo para el ejercicio 2015 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

	2015
	Días
Período medio de pago a proveedores ⁽¹⁾	29
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	29
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	30
	Importe (millones de euros)
Total pagos realizados	10.992
Total pagos pendientes	193

(1) $((\text{Ratio operaciones pagadas} * \text{importe total pagos realizados}) + (\text{Ratio operaciones pendientes de pago} * \text{importe total pagos pendientes})) / (\text{Importe total de pagos realizados} + \text{importe total pagos pendientes})$.

(2) $\Sigma (\text{número de días de pago} * \text{importe de la operación pagada}) / \text{Importe total de pagos realizados}$.

(3) $\Sigma (\text{Número de días pendientes de pago} * \text{importe de la operación pendiente de pago}) / \text{Importe total de pagos pendientes}$.

El periodo medio de pago a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 es de 60 días.

(20) SITUACIÓN FISCAL

20.1) Impuesto sobre beneficios

En materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

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).

En 2015 y desde la fecha de adquisición, se integra el impuesto sobre beneficios proveniente del grupo Talisman (ver Nota 4.1).

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen de consolidación fiscal. En este régimen las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado impositivo 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 2015 es de 56, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra Asfalnor, S.A. y, 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 individual.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas durante 2015 a un tipo general de gravamen del 28%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 33%, 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 desarrollan actividades aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos territorios. 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 territorios 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, en 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%
Indonesia	40% - 48%
Libia	65%
Malasia	38%
Noruega	78%
Países Bajos	25%
Perú	28% - 30%
Portugal	22,5% - 29,5%
Timor Oriental	30%
Trinidad y Tobago	55%
Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Vietnam	32% - 50%

⁽¹⁾ Más el impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE).

⁽²⁾ Tipo federal y provincial.

⁽³⁾ Tipo federal.

20.2) Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2015 y 2014, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 24 de la Nota 2, es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Impuesto corriente del ejercicio	181	(380)
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	(10)	293
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	171	(87)
Impuesto diferido del ejercicio	765	(407)
Ajustes al impuesto diferido	(37)	348
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	728	(59)
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	899	(146)

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a regularizaciones de ejercicios anteriores y movimientos de provisiones.

La conciliación del “Gasto por impuesto sobre beneficios” registrado 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	
	2015	2014
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(1.990)	230
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España	28%	30%
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	557	(69)
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	402	(110)
Deducciones fiscales	39	27
Gastos no deducibles	(14)	(17)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(100)	(34)
Revaluación impuestos diferidos por tipo de cambio	(79)	(17)
Resultados exentos para evitar la doble imposición	117	-
Otros conceptos	(23)	74
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	899	(146)

20.3) Impuestos diferidos

En 2015 el Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal. 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	
	2015	2014
Por pérdidas, deducciones y similares	4.152	2.602
Provisiones por desmantelamiento de campos	1.243	74
Otros impuestos diferidos	561	196
Otras provisiones	259	253
Provisiones para el personal	66	57
Diferencias de amortizaciones	(3.147)	(899)
Total impuesto diferido ⁽¹⁾	3.134	2.283

⁽¹⁾ Como consecuencia de la adquisición de Talisman se ha registrado, por diversos conceptos, un impuesto diferido neto de 473 millones de euros a 8 de mayo de 2015.

El grupo Repsol sólo reconoce activos por impuesto diferido cuando considera probable que las entidades (individualmente o de forma consolidada) que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que poder hacerlos efectivos.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal según sus propios planes de negocio y el plan estratégico del Grupo; y (ii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

Los activos fiscales correspondientes a bases imposables negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 4.152 millones de euros, corresponden principalmente a:

- España. Los créditos fiscales reconocidos por el Grupo 6/80 ascienden a 1.797 millones euros. De acuerdo con el plan estratégico 2016-2020, se estima que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 5 años.

- Estados Unidos. Los créditos fiscales reconocidos en Estados Unidos ascienden a 1.661 millones euros. De acuerdo con las estimaciones de resultados, el Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años. Incluye 320 millones de euros registrados tras la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1).
- Noruega. Los créditos fiscales reconocidos en Noruega ascienden a 130 millones euros. De acuerdo con las estimaciones de resultados, el Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 10 años.

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2015 y 2014 que ascienden a 1.081 y 200 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 105 y 103 millones de euros al cierre de 2015 y 2014 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

20.4) Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

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	2011 – 2015
Australia	2011 – 2015
Bolivia	2010 - 2015
Canadá	2006 - 2015
Colombia	2008 – 2014
Ecuador	2012 - 2015
España	2010 - 2015
Estados Unidos	2010 - 2015
Indonesia	2010 – 2015
Libia	2008 - 2015
Malasia	2011 – 2015
Países Bajos	2010 - 2015
Papúa Nueva Guinea	2012 – 2015
Perú	2011 - 2015
Portugal	2012 – 2015
Singapur	2011 – 2015
Timor Oriental	2010 – 2015
Trinidad y Tobago	2011 - 2015
Venezuela	2011 – 2015

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 este 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. 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, sobre la base del 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. De acuerdo con 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 general 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. No obstante, en la combinación de negocios del Grupo en Talisman (ver Nota 4.1), de acuerdo con la NIIF 3 “*Combinaciones de negocios*” se han provisionado contingencias cuyo riesgo ha sido calificado como posible. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria 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 los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A. (participada esta última por Repsol en un 48,33%), tienen varios litigios contra actos administrativos que niegan la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas antes de la nacionalización del sector petrolero.

Un primer procedimiento relativo a Repsol E&P Bolivia, S.A. fue resuelto desfavorablemente por el Tribunal Supremo. Tras el correspondiente recurso, el Tribunal Constitucional (primera instancia) anuló esa sentencia y ordenó que las actuaciones volvieran al Tribunal Supremo. No obstante, la Sala Plena del Tribunal Constitucional ha anulado la decisión de la sala de primera instancia, confirmando así la inicial Sentencia del Tribunal Supremo.

Por otra parte, en uno de los varios litigios que YPFB Andina, S.A. mantiene por este concepto, el Tribunal Constitucional ha desestimado el recurso interpuesto por la compañía frente al fallo desfavorable del Tribunal Supremo.

La compañía mantiene la defensa en los litigios restantes, considerando que su posición está expresamente refrendada en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

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) vinculados a 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 del 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 IRRF y 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 (“*Canada Revenue Agency*”, CRA) 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. No obstante, dicha sentencia fue recurrida por la Corona ante el Tribunal Federal de Apelaciones (“*Federal Court of Appeal*”) el pasado 9 de marzo de 2015.

Igualmente el CRA efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades del Grupo Talisman residentes en Canadá. En 2015 se han efectuado actuaciones de comprobación e investigación relacionadas con los ejercicios 2006 a 2010. En el marco de dichas actuaciones, el CRA ha cuestionado, entre otras, el tratamiento otorgado de determinadas operaciones de reestructuración, sin que hasta el momento y en líneas generales dichas actuaciones hayan derivado en actuaciones judiciales.

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.

Asimismo 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.

Por otra parte 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 ha ejercido 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, éstas han sido anuladas en su totalidad por los Tribunales de justicia.

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.

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. Aunque aún no han sido resueltos los procedimientos correspondientes a Repsol, el Tribunal Supremo ha estimado los primeros recursos presentados por otros interesados.

Por último, en el ejercicio 2015 han comenzado los procedimientos de inspección del impuesto sobre sociedades, sobre el valor añadido y otros impuestos y retenciones, por los ejercicios 2010-2013.

Indonesia

Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando diversos aspectos relativos a la imposición sobre el beneficio de los establecimientos permanentes que el Grupo Talisman tiene en el país. En su caso, los litigios en los que se sustancian las mencionadas actuaciones se encuentran pendientes de resolución en vía judicial.

Malasia

Talisman Malaysia Ltd. y Talisman Malaysia (PM3) Ltd., filiales del grupo Talisman con actividad en Malasia, recibieron una notificación de la “*Inland Revenue Board*” (IRB) por los ejercicios 2007, 2008 y 2011 en la que se cuestiona principalmente la deducibilidad de determinados gastos. Las actuaciones mencionadas se encuentran residenciadas en sede administrativa previa a la judicial.

Timor Oriental

Las autoridades de Timor Oriental han cuestionado a TLM Resources (JPDA 06-105) Pty Limited, filial del grupo Talisman en dicho país, la deducibilidad de ciertos gastos en el Impuesto sobre Beneficios. El cuestionamiento se encuentra en una etapa muy preliminar de discusión con las autoridades.

Trinidad y Tobago

En 2015 la compañía BP Trinidad&Tobago LLC, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, ha firmado un acuerdo con las autoridades locales (“*Board of Inland Revenue*”) para resolver la mayoría de las cuestiones en disputa en relación con los ejercicios 2003 a 2009 sobre varios impuestos: “*Petroleum Profit Tax*” (impuesto sobre sociedades), “*Supplemental Petroleum Tax*” (impuesto a la producción), retenciones sobre rentas de no residentes y los asuntos recurrentes para los años no inspeccionados (ejercicios 2010-2014).

Posteriormente, la Administración ha dictado una nueva acta por la que exige pagos adicionales en relación con los ejercicios 2007-2009 (que estaban incluidos en el acuerdo antes mencionado y por tanto se consideraban ya revisados y cerrados). La compañía ha interpuesto el oportuno recurso administrativo.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene dotadas provisiones que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2015 asciende a 1.524 millones de euros (649 millones de euros de diciembre 2014). El incremento viene motivado fundamentalmente por la incorporación de las provisiones y del valor razonable de los pasivos contingentes identificados como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra de Talisman a la fecha de adquisición (ver apartado 4.1).

(21) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

21.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución del epígrafe “*Ventas e ingresos por prestación de servicios*” por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Áreas Geográficas	Millones de euros	
	2015	2014
España	20.816	24.685
Unión Europea	6.473	7.789
Países O.C.D.E.	4.704	4.908
Resto de países	7.744	8.460
Total	39.737	45.842

Este epígrafe 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 6.205 millones de euros en 2015 y 6.077 millones de euros en 2014.

21.2) Ingresos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	108	206
Beneficios por enajenación de inmovilizado	551	84
Total	659	290

En 2015 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a: i) la venta de la participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. “CLH” por importe de 293 millones de euros (ver Nota 4.2), ii) la venta de licencias exploratorias en Canadá por importe de 60 millones de euros, iii) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 51 millones de

euros (ver Nota 9) y iv) diversas operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A. por 109 millones de euros.

En 2014, los beneficios por enajenación de inmovilizado correspondían 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.

21.3) Otros ingresos de explotación

Destacan en 2015 los ingresos reconocidos por la valoración de los instrumentos derivados comerciales, ver Nota 17.

En 2014 respecto al epígrafe “*Otros ingresos de explotación*”, Repsol, S.A. y Naturgás Energía Grupo, S.A. acordaron cancelar anticipadamente el contrato de transporte marítimo a largo plazo para el transporte de determinadas cantidades de GNL adquiridas por Naturgás. Como contraprestación Naturgás pagó a Repsol, S.A. 95 millones de dólares en dos plazos. En este sentido, el Grupo registró 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 que finalmente se cobró en 2015.

Adicionalmente, en relación con la regulación en España del GLP envasado (ver Anexo IV), la Audiencia Nacional y el Tribunal Superior de Justicia se reconocieron en 2014 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 supuso reconocer en dicho ejercicio unos ingresos por importe de 93,5 millones de euros antes de impuestos. En noviembre de 2015 el Tribunal Supremo ha confirmado uno de los anteriores pronunciamientos de la Audiencia Nacional, ver Nota 28 “*Contingencias legales*”. En atención a este pronunciamiento de nuestro Tribunal Supremo, en 2015 se han reconocido en Repsol Butano, S.A. unos ingresos por importe de 36,5 millones de euros comprensivos de las pérdidas reclamadas por Repsol Butano, S.A. relativas al primer trimestre de 2011, cuyo ingreso no se reconoció en 2014 por la existencia de una sentencia inicial desestimatoria del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, más los intereses legales devengados a 31 de diciembre de 2015 del total de los importes principales reclamados en los trimestres arriba mencionados.

Incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2015 y 2014 por importe de 28 y 25 millones de euros respectivamente.

21.4) Aprovisionamientos

El epígrafe “*Aprovisionamientos*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Compras	28.028	37.271
Variación de existencias	805	983
Total	28.833	38.254

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 e ingresos por prestación de servicios*” de esta nota.

21.5) Gastos de personal

El epígrafe “*Gastos de personal*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Remuneraciones y otros	1.624	1.293
Costes de seguridad social	505	436
Total	2.129	1.729

21.6) Otros gastos de explotación

El epígrafe “*Otros gastos de explotación*” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Transportes y fletes	1.356	1.118
Tributos	229	302
Servicios exteriores	4.026	3.017
Otros Gastos	929	410
Total	6.540	4.847

Los costes de exploración en 2015 y 2014 ascienden a 1.529 y 811 millones de euros, de los cuales 657 y 398 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe “*Amortizaciones de inmovilizado*” y 556 y 108 millones de euros en el epígrafe “*Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*” en 2015 y 2014 respectivamente.

En el ejercicio 2015 los principales costes de exploración se realizaron en Europa 276 millones de euros, en África 566 millones de euros y en Norteamérica 522 millones de euros. Los principales costes de exploración en 2014 se llevaron a cabo en Europa 228 millones de euros, en África 214 millones de euros y en Norteamérica 139 millones de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2015 y 2014 a 90 y 87 millones de euros, respectivamente.

21.7) Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado

Los citados gastos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6, 7 y 22)	3.636	561
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	55	27
Total	3.691	588

(22) DETERIORO DE ACTIVOS

En el entorno actual de bajos precios del crudo y del gas, el Grupo ha llevado a cabo una revisión de los escenarios económicos previsible (ver Nota 3) de sus planes de negocio y de manera consistente, del valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo. Como consecuencia de ello, en 2015 se han reconocido dotaciones por deterioro de valor de activos por importe de 4.010 millones de euros, de los cuales corresponden a inmovilizado intangible y material 3.636 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación 374 millones de euros (ver Nota 8).

Activos Upstream

En el segmento del *Upstream*, los deterioros de valor obedecen principalmente al endurecimiento de las condiciones de entorno: significativa bajada de los precios futuros esperados y aumento de las tasas de descuento en distintas áreas geográficas. En la Nota 3 se describen las principales hipótesis utilizadas para la estimación del valor recuperable de los activos del segmento *Upstream*.

En el ejercicio 2015 se han registrado deterioros de valor en activos *Upstream* por importe de 3.399 millones de euros¹, que afectan a:

- Norteamérica (1.073 millones de euros), principalmente en activos no convencionales.
- Sudeste Asiático (553 millones de euros), en Malasia, Papúa Nueva Guinea, Indonesia y Vietnam.
- Latinoamérica (834 millones de euros), principalmente en Venezuela² y Colombia.
- Europa y Norte de África (383 millones de euros), principalmente en Argelia y Noruega.
- Activos exploratorios (556 millones de euros), principalmente en Angola y Estados Unidos, dado que el escenario actual de precios no permite concluir favorablemente sobre la viabilidad comercial de determinados bonos y sondeos capitalizados³.

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende a 12.766 millones de euros.

Las variaciones en las curvas de precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas (ver Nota 3) afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del segmento *Upstream*. Las principales sensibilidades a esas variaciones sin tener en cuenta las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones se indican a continuación:

	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros	
		Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios del crudo y gas	+5%	1.006	676
	-5%	(1.410)	(952)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.195)	(763)
	-100 p.b.	792	501

¹ Incluye deterioros de valor de inversiones contabilizadas por el método de la participación por importe de 331 millones de euros.

² El deterioro registrado en Venezuela (408 millones de euros) refleja no solo el descenso de los precios del crudo sino también las incertidumbres asociadas a la situación económica y cambiaria en Venezuela. Incluye deterioros sobre el inmovilizado material y sobre los activos de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (ver Nota 8). La tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de los activos deteriorados ha sido del 14,4%. Adicionalmente, se han registrado provisiones por importe de 56 millones de euros por la financiación otorgada a nuestros negocios en Venezuela y otras cuentas por cobrar.

³ Adicionalmente se han registrado provisiones por contratos onerosos de plataformas de perforación (169 millones de euros; de los cuales 160 millones de euros han sido registrados en el epígrafe “Provisiones no corrientes”, ver Nota 14, y 9 millones de euros en el epígrafe “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”).

Activos Downstream¹

En el segmento del *Downstream*, los menores precios de la energía y de la materia prima suponen en términos generales una mejor valoración de sus negocios. Sin embargo, se ha registrado un deterioro de los activos del negocio de *Gas&Power* en Norteamérica (planta de regasificación de Canaport y compromisos asociados a los gaseoductos para el transporte de gas) por un importe de 362 millones de euros (neto de la reversión de una provisión de onerosidad, ver Nota 14) como consecuencia de la evolución prevista de los volúmenes, precios y márgenes del gas. La tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 5,5%.

Deterioros registrados en 2014

En 2014 se realizaron dotaciones y reversiones de provisiones por deterioro de activos por un saldo neto, antes de impuestos, de 346 millones de euros. Adicionalmente, en relación con el análisis de deterioro de valor de las unidades generadoras de efectivo, se dotaron diversas provisiones por onerosidad por importe de 282 millones de euros (ver Nota 14).

En el segmento del *Upstream*, destacaron las siguientes provisiones por deterioro de activos:

- En activos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime (*Mid-Continent*), por importe de 319 millones de euros antes de impuestos.
- 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.
- En relación con el sondeo exploratorio Sandía, se registró una provisión por importe de 89 millones de euros antes de impuestos.
- En relación con el Bloque 39 en Perú se registró un deterioro de 28 millones de euros. El Bloque 39 fue transmitido en 2014.
- Deterioros de bonos exploratorios (“*Otro inmovilizado intangible*”) en Namibia y Estados Unidos por importe de 20 millones de euros.
-

En el segmento del *Downstream* destacó la provisión por deterioro en los activos de cogeneración por importe de 21 millones de euros antes de impuestos.

¹ En 2015 se han registrado otros deterioros menores en diversos activos de *Downstream* por importe de 76 millones de euros.

(23) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Ingresos financieros	118	112
Gastos financieros	(519)	(414)
Intereses de la deuda	(401)	(302)
Por tipo de interés	8	(29)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	8	(29)
Por tipo de cambio	833	253
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	1.037	557
Diferencias de cambio	(204)	(304)
Otras posiciones	7	1
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	7	1
Resultado de posiciones ⁽¹⁾	848	225
Actualización financiera de provisiones	(121)	(63)
Intereses intercalarios ⁽²⁾	129	81
Arrendamiento financiero	(147)	(126)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros ⁽³⁾	170	369
Otros ingresos	32	22
Otros gastos	(60)	(54)
Otros ingresos y gastos financieros	(5)	211
RESULTADO FINANCIERO	450	152

(1) Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 4 de la Nota 2) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados. En 2015 destacan los ingresos correspondientes a los contratos derivados sobre posiciones de divisa (ver Nota 17). En 2014 incluye 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 Nota 4).

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

(3) En 2015 incluye, principalmente, las plusvalías generadas por la recompra de bonos de Talisman por importe de 213 millones de euros. En 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 y 4.3 de la Nota 4, respectivamente).

(24) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

En los ejercicios 2015 y 2014 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	
		2015	2014
Resultado antes de impuestos		(2.084)	1.122
Ajustes de resultado:		5.727	1.410
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.988	1.796
Provisiones operativas netas dotadas	14 y 22	3.636	676
Resultado por enajenación de activos no comerciales	4 y 21	(471)	11
Resultado financiero	23	(450)	(152)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	8	94	(892)
Otros ajustes (netos)		(70)	(29)
Cambios en el capital corriente: ⁽¹⁾		1.370	966
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar		1.007	(142)
Incremento/Decremento Inventarios		1.232	1.188
Incremento/Decremento Cuentas a pagar		(869)	(80)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(163)	(315)
Cobros de dividendos		363	530
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(128)	(611)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(398)	(234)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		4.850	3.183
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		-	(86)

⁽¹⁾ Principalmente por el descenso de los precios del crudo y del gas en 2015.

(25) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. 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.

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 2015 ⁽¹⁾	
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ⁽²⁾	12,20	
Sacyr Vallehermoso, S.A. ⁽³⁾	8,73	
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽⁴⁾	5,11	

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2015 provenientes 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).

⁽¹⁾ Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 13.1 Capital social.

⁽²⁾ La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, 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.

- b. Administradores y directivos: entendiendo como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo Corporativo creado el 8 de Mayo de 2015 y los miembros del antiguo Comité de Dirección, que tienen consideración de “personal directivo” a efectos de este apartado (ver Nota 26.4).
- c. Personas, sociedades 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 a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	2015				2014			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
GASTOS E INGRESOS								
Gastos financieros	15	-	41	56	6	-	32	38
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1	-	-	-	-
Arendamientos	1	-	3	4	2	-	3	5
Recepciones de servicios	14	-	306	320	8	-	350	358
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽²⁾	-	-	6.409	6.409	1.519	-	6.854	8.373
Otros gastos	20	-	1	21	16	-	1	17
TOTAL GASTOS	50	-	6.761	6.811	1.551	-	7.240	8.791
Ingresos financieros	39	-	94	133	37	-	50	87
Contratas de gestión o colaboración	-	-	5	5	-	-	5	5
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-	-	3	3
Arendamientos	1	-	4	5	1	-	3	4
Prestaciones de servicios	8	-	7	15	9	-	4	13
Venta de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	96	-	645	741	64	-	862	926
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	52	52	-	-	1	1
Otros ingresos	-	-	93	93	1	-	112	113
TOTAL INGRESOS	144	-	900	1.044	112	-	1.040	1.152

Millones de euros	2015				2014			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
OTRAS TRANSACCIONES								
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	70	-	-	70	46	-	-	46
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁴⁾	-	-	2.559	2.559	1	-	2.091	2.092
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	4	4	-	-	5	5
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	23	-	23	46	15	-	-	15
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria) ⁽⁵⁾	565	-	3.925	4.490	509	-	3.463	3.972
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	335	-	2.389	2.724	64	-	1.664	1.728
Garantías y avales recibidos	63	-	4	67	34	-	-	34
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	2.233	-	7.608	9.841	80	-	7.463	7.543
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-	-	-	8	8
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	350	-	24	374	652	1	-	653
Otras operaciones ⁽⁹⁾	1.386	-	-	1.386	1.607	-	-	1.607

(1) Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas a 31 de diciembre con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 26 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían 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) A 31 de diciembre la columna “Personas, sociedades 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) por importe de 872, 424 y 490 millones de euros en 2015, respectivamente y 1.113, 629 y 382 millones de euros en 2014 (ver Nota 8). En 2014 la columna “accionistas significativos” incluía las compras de crudo al grupo Pemex hasta el 4 de junio de 2014, momento en el que perdió su consideración de parte vinculada.

(3) Incluye, principalmente, ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF), Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe en 2015 de 226, 184 y 153 millones de euros y en 2014 de 291, 71 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 10.4), así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades.
- (5) A 31 de diciembre la columna "*Accionistas significativos*" incluye líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 370 millones de euros en 2015 y 2014. La columna "*Personas, sociedades o entidades del Grupo*" incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 15 "*Pasivos financieros*" en 2015) así como las líneas de crédito no dispuestas con las sociedades integradas por el método de la participación.
- (6) En 2015 y 2014 incluye 1.370 y 1.506 millones de euros, respectivamente, correspondientes a 3 garantías emitidas por Repsol S.A. en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2015 incluye 834 millones de euros, correspondientes a las contragarantías otorgadas por Talisman Energy Inc asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Talisman Sinopec Energy UK Ltd (TSEUK) cubriendo obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte (ver Nota 29.2).
- (7) Corresponde a los compromisos de compras neto de los compromisos de ventas, vigentes a 31 de diciembre. En 2015, destaca el compromiso de venta de gas de 367,5 mmBtu diarios de Talisman en el bloque *Corridor* en Indonesia con Gas Supply Pte. Ltd subsidiaria del accionista significativo Temasek Holdings Limited con vencimiento en el año 2023 (ver Nota 29.1).
- (8) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes a 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 2015 (y en la tabla 2014: enero y julio 2014), en el marco del programa de retribución a los accionistas "*Repsol Dividendo Flexible*" (ver Nota 13.6). Por el contrario no se incluyen, en 2015 ni en 2014 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 cerradas en enero de 2016 y 2015, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 167 millones de euros en 2015 (173 millones de euros en 2014). Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.
- (9) En 2015 y 2014 incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 926 y 1.000 millones de euros respectivamente y operaciones de cobertura de tipo de interés por 80 y 74 millones de euros con el grupo la Caixa.

(26) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

26.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

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 Ordinaria de Accionistas o en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, 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 las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a comisiones dentro del Consejo, los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 30 de abril de 2015, bajo el punto decimonoveno del Orden del Día, es de 8,5 millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y con el sistema aprobado por el Consejo de Administración, a propuesta de la antigua Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones¹ ascendió, en los ejercicios 2015 y 2014, a los siguientes importes:

¹ El Consejo de Administración acordó, el 25 de junio de 2015, modificar el Reglamento del Consejo de Administración, dividiendo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas y creando la nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

Órgano de Gobierno	Euros	
	2015	2014
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Sostenibilidad (antigua Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa)	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos	22.075	-
Comisión de Retribuciones	22.075	-

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2015 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 6,5 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejo de Administración	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)							TOTAL
	Consejo	C. Delegada	C. Auditoría	C. Nombram y Retribuciones	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	1.511.393	176.594	-	-	-	-	-	1.687.987
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Javier Echenique Landiribar	176.594	-	88.297	-	-	-	44.148	309.039
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	22.074	11.037	11.037	-	397.337
Gonzalo Gortázar Rotaeché ⁽²⁾	117.729	-	-	7.358	11.037	11.037	22.074	169.235
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	11.037	11.037	44.148	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	-	44.148	309.039
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Juan María Nin ⁽³⁾	44.149	-	-	11.037	-	-	11.037	66.223
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	-	-	264.891
M ^a Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	22.074	11.037	11.037	44.148	264.891
Mario Fernández Pelaz ⁽⁴⁾	176.594	-	80.939	22.074	11.037	11.037	-	301.682
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
J. Robinson West	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188

- (1) El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015 y consistentes en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. De dicho importe se deducen las cantidades percibidas por el Sr. Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración y a las Comisiones de otras sociedades del Grupo Repsol, acuerdos conjuntos o asociadas. El cuadro recoge por tanto la retribución del Sr. Brufau como Presidente del Consejo de Administración y de la Comisión Delegada de Repsol, una vez descontada la devengada como miembro del Consejo de Administración de Gas Natural (ver apdo 26.1c) así como la retribución fija devengada como Presidente Ejecutivo desde el 1 de enero al 30 de abril de 2015 (ver apdo 26.1.b))
- (2) D. Gonzalo Gortázar Rotaeché fue designado miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A., vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el 30 de abril de 2015 y vocal de la Comisión de Sostenibilidad el 25 de junio de 2015.
- (3) D. Juan María Nin Génova renunció a su cargo de Consejero de Repsol, S.A., de vocal de la Comisión de Nombramientos y retribuciones y de Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa el 29 de abril de 2015.
- (4) D. Mario Fernández Pelaz fue designado miembro de la Comisión de Auditoría y Control el 28 de enero de 2015.

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, el Consejero Delegado y el Secretario General, para quienes 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 2015 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 2,843 millones de euros, correspondiendo 0,661 millones de euros a D. Antonio Brufau, quien como se ha indicado anteriormente cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo y 1,200 millones de euros a D. Josu Jon Imaz.

La retribución en concepto de remuneración en especie (que incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico), así como la retribución variable anual y plurianual, ha ascendido en 2015 a 1,336 millones de euros en el caso de D. Josu Jon Imaz y a 1,358 en el caso de D. Luis Suárez de Lezo.

En relación con el Plan de Fidelización, tal y como se detalla en la Nota 27.4) i.), con fecha 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 3.473 acciones brutas, valoradas a un precio unitario de 16,88 euros por acción, lo que supone un importe equivalente de 58.630 euros. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo consolidó derechos a la entrega de un total de 4.076 acciones brutas valoradas a ese mismo precio, suponiendo un importe equivalente de 68.814 euros.

En el caso del Sr. Brufau, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie, han ascendido a un total de 0,534 millones de euros. Por lo que se refiere a los Planes de Fidelización de los que el Sr. Brufau era partícipe, al cesar éste en el desempeño de sus funciones ejecutivas se le han liquidado, con fecha 30 de abril de 2015 y conforme a lo dispuesto en las Condiciones Generales que regulan los Planes, los derechos a la entrega de acciones consolidadas por importe de 0,213 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2015 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 0,357 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros	
	Gas Natural	Petronor
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	151.500	-
Josu Jon Imaz	-	38.982
Luis Suárez de Lezo	166.500	-

⁽¹⁾ El importe de la retribución percibida por el Sr Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración de Gas Natural se deduce de la retribución percibida como Presidente del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

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 2015 a 0,457 millones de euros, correspondiendo 0,254 millones de euros a D. Josu Jon Imaz y 0,203 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Por petición del Sr. Brufau, el 12 de marzo de 2013, la Compañía dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, extinguiéndose el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido al efecto.

26.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2015 ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

26.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2015, 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, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado y el Consejero Secretario General se adhirieron a los ciclos 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Fidelización a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 27.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2015 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a la reelección de Consejeros y 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.

26.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera “*personal directivo*” a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo creado el 8 de mayo de 2015 y a los miembros del antiguo Comité de Dirección. Durante 2015 un total de 12 personas han formado parte del Comité de Dirección y/o del Comité Ejecutivo Corporativo. 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.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en 2015 por las personas que, en algún momento del citado periodo y durante el tiempo que han ocupado dicha posición, han sido miembros del

antiguo Comité de Dirección o del actual Comité Ejecutivo Corporativo del Grupo. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre “directivos” no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de Consejeros de Repsol, S.A., dado que la información correspondiente a estas personas se incluye en el apartado de 1 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.

En el ejercicio 2015, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,538
Dietas	0,124
Remuneración Variable	6,319
Remuneraciones en Especie ⁽¹⁾	1,081

⁽¹⁾ Incluye los derechos consolidados a la entrega de 22.445 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan de Fidelización, con un valor de 16,88 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 378.866 euros.

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 13,062 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2015, realizadas por el Grupo para su personal directivo ha ascendido a 1,644 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2015 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 19 de la Nota 2 y Nota 27), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,544 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 2015, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,052 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,45% durante el presente ejercicio.

26.5) 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), así como a los Consejeros que durante 2015 han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2015, las indemnizaciones por parte del personal directivo de la compañía por extinción de contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 15,3 millones de euros.

26.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2015 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, o 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, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 27.

(27) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

27.1) 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 61 millones de euros en 2015 y 44 millones de euros en 2014.

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 2015 y 2014 ha ascendido a 17 y 14 millones de euros, respectivamente.

27.2) 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 2015 y 2014 ha sido de 3 y 1 millón de euros, respectivamente y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2015 y 2014 a 88 y 24 millones de euros, respectivamente (ver Nota 14 “*Provisiones corrientes y no corrientes*”). El incremento se explica por la incorporación de los planes de prestación

definida en Canadá y Noruega de Talisman (ver Nota 4.1).

27.3) 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 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018. El Programa 2011-2014 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2014 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2015.

Los cuatro programas vigentes (2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018), 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 2015 y 2014 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 23 y 12 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 52 y 42 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

27.4) 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 tercero, cuarto y quinto (2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) 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
Tercer ciclo (2013-2016) ⁽¹⁾	200	172.302	18,22	57.366
Cuarto ciclo (2014-2017)	218	150.271	20,72	50.026
Quinto ciclo (2015-2018)	219	170.302	17,41	56.698

⁽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 quinto ciclo del Plan (2015-2018), los actuales miembros del Comité Ejecutivo Corporativo han adquirido un total de 63.040 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el tercer ciclo (un total de 51.224 acciones), en el cuarto ciclo (un total de 47.645 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 17.072 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del tercero, 15.879 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del cuarto y 21.012 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del quinto, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, se ha registrado un gasto en el epígrafe “*Gastos de personal*” con contrapartida en el epígrafe “*Otras reservas*” del patrimonio neto por importe de 0,60 y 0,85 millones de euros, respectivamente.

El 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 171 beneficiarios (entre ellos, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo) consolidaron derechos a la entrega de un total de 71.932 acciones brutas. Una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, los beneficiarios recibieron el 11 de junio de 2015 un total de 54.435 acciones netas, valoradas a un precio unitario de 16,88 euros por acción, de conformidad con las condiciones establecidas en el Plan. En concreto, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo (incluyendo a los que ostentan la condición de Consejeros) consolidaron derechos a la entrega de un total de 29.994 acciones brutas, recibiendo 20.487 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, por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015, y por la Junta General Ordinaria de 30 de abril de 2015 para el periodo 2016-2018 (Plan 2016-2018).

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 de 12.000 euros. 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 2015 el Grupo ha adquirido 754.845 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2015. En el ejercicio 2014 y en el marco

del PAA 2014, el Grupo adquirió 437.577 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,9 millones de euros (ver Nota 13).

Los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2015 un total de 7.504 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.

(28) CONTINGENCIAS LEGALES

A 31 de diciembre de 2015, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 194 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 20 “*Situación fiscal*” en su apartado “*Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal*”). Este importe incluye las provisiones registradas como consecuencia de la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1).

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.

El 4 de febrero de 2016 Repsol ha sido notificado de la sentencia que condena a YPF al pago de 98.208.681 pesos argentinos (7 millones de euros) más intereses (la “Sentencia”). Si bien la parte resolutive de la sentencia no aclara expresamente que la demanda se rechaza respecto de Repsol, en el Considerando XXVI se le absuelve de la condena por daños ya que durante el periodo al que corresponde la condena (1993 a 1997) Repsol no era accionista de YPF. Para mayor claridad el 5 de febrero de 2016 Repsol presentó un recurso de aclaratoria a fin de obtener un pronunciamiento que expresamente rechace la demanda promovida contra Repsol. Dicha solicitud ha sido rechazada por el Tribunal por considerar que resultaba inútil al estar “*suficientemente claro el pronunciamiento respecto de la responsabilidad de Repsol S.A., tanto a juicio del suscripto como del propio presentante*” en la Sentencia. El 11 de febrero de 2016 la actora apeló la Sentencia aunque, al no haber presentado aún los fundamentos de la apelación, desconocemos si en la misma cuestiona la absolución de Repsol.

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 medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. ("YPF") y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey ("DEP") y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, "el Estado de Nueva Jersey") demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo "Repsol"); YPF; YPF Holdings Inc. ("YPFH"); CLH Holdings ("CLHH"); Tierra Solutions, Inc. ("Tierra"); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals 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").

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso la "*Second Amended Cross Claim*" ("*Cross Claim*") contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los "Demandados"), Tierra y CLHH.

Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquellos.

Con fecha 29 de enero de 2015 el Juez del litigio se pronunció respecto de ciertas *Motions to Dismiss* presentadas por los Demandados frente a la *Cross Claim* desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC. El 1 de julio de 2015 el juez fijó un nuevo calendario procesal y señaló la vista del juicio para junio de 2016.

El 27 de noviembre de 2015 las partes formularon varias *Motions for Summary Judgement* y el 14 de enero de 2016, la Juez auxiliar en el litigio (*Special Master*) emitió sus recomendaciones sobre estas *Motions*, estimando, entre otras, las presentadas por Repsol en relación con su consideración como alter ego de Maxus y rechazando la Motion de OCC contra la reclamación de Repsol a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de New Jersey. Estas recomendaciones pueden ser recurridas en un plazo de 1 mes por las partes ante el Juez titular de la Corte de Nueva Jersey, quién decidirá sobre la procedencia de las mismas.

Reino Unido

Litigio del oleoducto "Galley"

En agosto de 2012 se produjo una fuga en el oleoducto Galley, en el que Talisman Sinopec Energy UK, LTD ("TSEUK") tiene una participación de un 67,41%.

En septiembre de 2012 TSEUK reclamó por las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company ("Oleum"), una filial 100% de Talisman Energy Inc. ("TEI") que ostenta una participación del 51% en TSEUK. TSEUK reclama a Oleum 315 millones de dólares americanos, conforme al acuerdo de seguro.

La documentación presentada en noviembre de 2014 por TSEUK en soporte de su reclamación no resultaba suficiente para determinar la existencia de cobertura bajo la póliza por lo que Oleum solicitó información adicional a TSEUK para determinar la cobertura final del seguro. TSEUK ha remitido información adicional a Oleum que está siendo revisada por los abogados externos.

Arbitraje Addax (en relación con la compra de Talisman Energy (UK) Limited)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK Limited y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, presentaron una “*Notice of Arbitration*” contra Talisman Energy Inc. (“TEI”) y Talisman Colombia Holdco Limited (“TCHL”) en relación con la compra del 49% de las acciones de Talisman Energy (UK) Limited (actualmente TSEUK). El 1 de octubre TEI y TCHL presentaron la contestación a la “*Notice of Arbitration*”. En nuestra opinión las pretensiones incluidas en la misma carecen de fundamento.

España

Demandas contra las resoluciones trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas relativas a los precios máximos 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 de Madrid por las que se reconocía 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 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 declaró la concurrencia en el caso de los elementos configuradores de la responsabilidad patrimonial de la Administración e igualmente se admitió 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 interpuso recursos de casación contra todas y cada una de las anteriores sentencias, la realidad es que la Administración no se opuso 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 fueron desestimados de forma individualizada y razonada por las merítadas sentencias estimatorias de nuestras reclamaciones.

En el mes de noviembre de 2015 se notificó a Repsol Butano la primera de las sentencias del Tribunal Supremo en los recursos de casación interpuestos por la Abogacía del Estado, la cual declara no haber lugar al recurso de casación interpuesto y confirma el derecho de Repsol Butano a ser indemnizada en concepto de daños y perjuicios por la resolución trimestral en cuestión.

Los razonamientos de las sentencias de instancia, junto con los propiamente planteados por Repsol Butano, S.A. en defensa de su reclamación, así como de forma concluyente por el propio Tribunal Supremo en el recurso de casación anteriormente indicado, permiten considerar que la probabilidad de que el resto de sentencias sean confirmadas por el Tribunal Supremo es muy elevada.

(29) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

29.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2015 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de compra, inversión o gasto ⁽¹⁾	Millones de euros					Ejercicios posteriores	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Compromisos de compra	3.081	1.578	1.720	1.543	1.740	16.790	26.452
Crudo y otros ⁽²⁾	2.256	920	966	1.018	1.006	2.244	8.410
Gas natural ⁽³⁾	825	658	754	525	734	14.546	18.042
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.262	967	155	143	124	301	2.952
Prestación de servicios	585	325	206	140	113	459	1.828
Compromisos de transporte	265	227	185	131	126	536	1.470
Transporte - Time Charter	35	25	1	0	0	0	61
Compromisos de transporte	230	202	184	131	126	536	1.409
Arrendamientos operativos ⁽⁵⁾	245	186	163	148	136	737	1.615
TOTAL ⁽⁶⁾	5.438	3.283	2.429	2.105	2.239	18.823	34.317

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 compromisos por 2.236 millones de euros de Talisman (ver Nota 4), correspondientes principalmente a compromisos de servicios de procesamiento y transporte de gas en Norteamérica, así como compromisos de inversión en Malasia, Colombia y Papua Nueva Guinea por importe de 145, 130 y 111 millones de euros, respectivamente. Como parte del acuerdo de compra/venta de activos con Statoil (ver Nota 7), en 2016 se transferirán los compromisos de procesamiento y transporte de gas de Eagle Ford en Norteamérica por importe de 617 millones de euros.
- (2) 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 (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento en 2020), con un volumen comprometido para el ejercicio 2016 de 133.333, 59.341 y 36.164 barriles al día, respectivamente.
- (3) Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural en Norteamérica por importe de 16.481 millones de euros, 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 con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las refinerías de Repsol.
- (4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Venezuela, Bolivia, Perú y Gabón por importe de 687, 348, 233, 195 y 140 millones de euros, respectivamente.
- (5) Incluye, principalmente, arrendamientos de estaciones de servicio por importe aproximado de 786 millones de euros.
- (6) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre en el ejercicio 2015 (que incluye los correspondientes a Talisman desde su adquisición) y 2014, ascienden a 433 y 308 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2015 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de venta o ingreso	Millones de euros					Ejercicios posteriores	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Compromisos de venta	6.719	1.851	1.220	1.054	1.096	8.882	20.822
Crudo y otros ⁽¹⁾	5.696	1.161	516	492	507	5.001	13.373
Gas natural ⁽²⁾	1.023	690	704	562	589	3.881	7.449
Prestación de servicios ⁽³⁾	225	204	202	202	214	1.420	2.467
Compromisos de transporte	5	1	1	1	1	0	9
Arrendamientos operativos	56	54	47	34	33	78	302
TOTAL	7.005	2.110	1.470	1.291	1.344	10.380	23.600

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 por importe de 8.994 millones y en Perú por importe de 2.019 millones de euros.

- (2) Incluye compromisos por 3.237 millones de euros de Talisman (ver Nota 4), correspondientes fundamentalmente al compromiso de venta de gas de 367,5 mmBtu diarios en el bloque Corridor (en Indonesia) con Gas Supply Pte. Ltd subsidiaria del accionista significativo Temasek Holdings Limited y a compromisos de venta de gas en Malasia, Vietnam y Norteamérica. Adicionalmente incluye compromisos de venta de gas natural en Argelia y Perú por importe de 2.358 y 1.442 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 II).

29.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2015 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 8), 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 672 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 544 millones y 545 millones de dólares, correspondientes a la participación sobre Guará B.V. que el Grupo tiene a través del 60% que posee en RSB. 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 tiene pignoradas 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 “*Principales adquisiciones y desinversiones*”), 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.
- Contragarantías otorgadas por Talisman Energy Inc. asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Talisman Sinopec Energy UK Ltd “TSEUK” (ver Nota 8) cubriendo las obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte por importe de 834 millones de euros.

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 AMBIENTE¹

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 2015 y 2014 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2015			2014		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	432	(252)	181	421	(241)	180
Gestión del agua	499	(340)	159	487	(330)	157
Calidad de productos	1.800	(886)	914	1.603	(832)	771
Suelos y abandonos	161	(58)	103	120	(49)	71
Ahorro y eficiencia energética	395	(147)	249	350	(133)	217
Gestión de residuos	41	(19)	22	35	(18)	17
Contingencias y derrames	56	(5)	51	45	(3)	42
Otros	257	(134)	123	199	(117)	82
	3.642	(1.840)	1.801	3.260	(1.723)	1.537

El coste incluye 502 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2015 y 291 millones de euros a 31 de diciembre de 2014.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2015 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, y la minimización de las emisiones a la atmósfera.

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 5,3 millones de euros en 2015 y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con 182,5 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 14.

¹ La información contenida en esta nota no incluye información de los activos y gastos ambientales de Talisman adquiridos con anterioridad a su adquisición (ver Nota 4.1) se incluyen únicamente aquellos activos y costes adquiridos con posterioridad al 8 de mayo por la imposibilidad de determinar de forma individualizada el valor de los activos de naturaleza medioambiental de los activos adquiridos en la combinación de negocios.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	49	51
Dotaciones con cargo a resultados	18	5
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos	(1)	-
Saldo al cierre del ejercicio	59	49

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 14) cuyos saldos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ascienden a 1.673 y 341 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 2015 y 2014 han ascendido a 170 y 128 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “*Aprovisionamientos*” y “*Otros gastos de explotación*”. Estos gastos incluyen 82 y 54 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2015 y 2014, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 20 y 11 millones de euros respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2015 y 2014 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 22 y 24 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 19 y 17 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 12 millones de euros, para ambos ejercicios y la remediación de suelos y abandonos por importe de 14 y 7 millones de euros, respectivamente.

30.4) Marco Aplicable

En la Unión Europea durante el año 2015, la Comisión se ha centrado en reforzar la Unión de la Energía para garantizar el suministro energético, crear un mercado único, impulsar la eficiencia energética, reducir las emisiones de GEI, y fomentar la investigación y la innovación en el sector.

El último semestre ha estado marcado por la 21 Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas (COP21) que se celebró en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre con el objetivo de lograr un acuerdo universal y vinculante que permita luchar eficazmente contra el cambio climático e impulsar la transición hacia sociedades y economías resilientes y bajas en carbono. Como firmante del documento “Paris Pledge for Action”, Repsol apoya el acuerdo y trabaja para que la Compañía sea una parte de la solución del problema climático.

Entre las iniciativas legislativas desarrolladas este año y que pudieran tener un impacto en el Grupo destacan:

- RD1085/2015 de fomento de biocarburantes.
- Decisión (UE) de la Comisión 2015/1814 relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad de mercado (MSR).

- Publicación oficial del desarrollo del artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE FQD (Fuel Quality Directive).
- Propuesta legislativa 2015/148 de la CE para la revisión del EU ETS en la Fase IV de acuerdo al paquete 2030 de energía y clima.
- Paquete Energy Union 2015/80 de la CE.

Además, debemos seguir destacando:

- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/28/CE de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.
- Decisión de la Comisión 2014/738/UE de conclusiones sobre las Mejoras Técnicas Disponibles (MTD) de BREF de Refino.
- 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.

30.5) Emisiones de CO₂

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO₂ en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	55	55
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	82	54
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(54)	(54)
Saldo al cierre del ejercicio	83	55

⁽¹⁾ Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂.

⁽²⁾ Corresponde en 2015 y 2014, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2014 y 2013, respectivamente (ver Nota 6).

Durante los ejercicios 2015 y 2014 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 62 y 43 millones de euros (ver Nota 6).

El resultado neto total por la gestión de CO₂, incluyendo la cartera de derechos de negociación, ha ascendido a un gasto de 7 millones de euros en 2015 y a un ingreso de 39 millones de euros en 2014.

En 2015, 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 habrán 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 continuado con 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 2015 son acordes con la senda de reducción prevista en el plan de largo plazo.

(31) OTRA INFORMACIÓN

31.1) Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2015 ascendía a 27.111 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.266 empleados), Norteamérica (2.013 empleados), Sudamérica (4.756 empleados), Europa, África y Brasil (1.750 empleados), Asia y Rusia (1.249 empleados) y Oceanía (77 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2015 ha ascendido a 27.566 empleados, mientras que en 2014 fueron 24.167.

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 2015 y 2014:

	2015		2014	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	274	49	255	47
Jefes Técnicos	2.001	669	1.534	496
Técnicos	8.860	4.709	7.771	4.081
Operarios y subalternos	7.022	3.527	6.669	3.436
Total ⁽¹⁾	18.157	8.954	16.229	8.060

⁽¹⁾ No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

El Grupo Repsol¹ cuenta a diciembre de 2015 con un total de 639 trabajadores con discapacidad (2,4% de la plantilla).

En España en 2015, de acuerdo al cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 3,95% de la plantilla, siendo 604 empleados por contratación directa y 150 personas equivalentes por medidas alternativas.

31.2) Remuneración a los auditores

Los honorarios aprobados por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por las sociedades del Grupo Deloitte y sus sociedades controladas así como aquellos realizados por otras firmas auditoras y sus controladas se presentan a continuación:

Millones de euros	Auditor principal ⁽¹⁾		Otros auditores ⁽²⁾	
	2015	2014	2015	2014
Honorarios por servicios de auditoría	7,6	4,9	4,1	0,1
Honorarios por servicios profesionales relacionados con la auditoría	1,6	0,8	0,3	-
Honorarios otros servicios	0,7	0,5	0,3	-
Total	9,9	6,2	4,7	0,1

⁽¹⁾ La suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor (Deloitte, S.L.) y su organización.

⁽²⁾ En 2015 incluye fundamentalmente los honorarios de EY correspondientes a los trabajos de auditoría y otros servicios prestados a Taliman Energy Inc. y sus sociedades dependientes.

¹ No incluye información correspondiente a Talisman Energy Inc. y sociedades dependientes.

(32) HECHOS POSTERIORES

- Desde el 1 de enero de 2016 la denominación social de Talisman Energy Inc. ha pasado a ser Repsol Oil & Gas Canada Inc. Adicionalmente se ha modificado la denominación de las siguientes sociedades del Grupo.

Antigua denominación	Nueva denominación
Talisman Alberta Shale Partnership	Repsol Alberta Shale Partnership
Talisman Wild River Partnership	Repsol Wild River Partnership
Talisman Groundbirch Partnership	Repsol Groundbirch Partnership
Talisman Central Alberta Partnership	Repsol Central Alberta Partnership
Talisman Energy Canada	Repsol Canada Energy Partnership

Estos cambios no suponen la creación de nuevas sociedades ni afectan a los derechos y obligaciones en virtud de los acuerdos, licencias o permisos existentes.

- El 12 de febrero de 2016 ha vencido un bono emitido por RIF en diciembre de 2011 por importe de 850 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,25%.

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Abastecimientos e Serviços de Aviação, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	99,00	99,00	(0)	0
Agri Development, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.(Neg Conj)	10,00	6,00	709	136
Air Miles España, S.A. (5)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,00	24,17	9	0
Akakus Oil Operations, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.à.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	135	0
Alsugas Gaviota, S.L. - en liquidación	España	Regasificación, almacenamiento y distribución de hidrocarburos naturales gaseosos. (sociedad inactiva y el proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Amulet Maritime Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Servicio de vetting de buques	I.G.	100,00	100,00	0	-
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.	100,00	96,67	0	0
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	100,00	85,98	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	27	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	0	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	100,00	96,67	0	0
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	30,00	590	141
BPRy Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	30,00	30,00	139	1.009
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	(0)	0
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	96,67	53	8
Carbón Black Española, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	10	0
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,14	1	0
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	489	2
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.(Neg Conj)	39,00	19,50	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	95,00	91,84	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	100,00	99,19	6	0
CSIC Eurotek - Yugra	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,17	(0)	0
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	1	0
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	4	12
Dynasol Altamira, S.A. de C.V.	México	Participación en la dirección, administración y operación de empresas de todo tipo. Proporcionar personal administrativo, técnico, contable y de oficinas en general, así como mano de obra calificada.	P.E. (Neg Conj)	100,00	50,00	1	0
Dynasol China, S.A. de C.V. (7)	México	Dirección de corporativos y Empresa no financiera.	P.E.(Neg Conj)	99,99	49,99	7	7
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	98	36
Dynasol Elastómeros, S.A.U. (26)	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	41	17
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. (7)	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	-	-
Dynasol Gestión, S.L. (27)	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	46	14
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	2	2
Edwards Gas Services LLC (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	110	95
Energy Express S.L.U.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	92,08	(8)	1
Equion Energia Ltd. (7)(8)(12)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	49,00	49,00	499	0
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio para la venta de carburantes	I.G.	96,00	92,80	2	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolíferos (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	96,67	0	0
FEHI Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.114	184
FEX GP Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Foreland Oil Ltd. (7)(8)(15)	Islas Virgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(111)	0
Fortuna Energy Holding Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	948	1.745
Fortuna Finance Corporation S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.088	936
Fortuna International (Barbados) Inc. (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.411	63
Fortuna International Petroleum Corporation (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	795	376
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. (7)(8)(15)	Islas Virgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	48	0
FUSI GP Llc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Gas Natural SDG, S.A. (9)	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	P.E.(Neg Conj)	30,15	30,15	18.020	1.001
Gas Natural West Africa S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	100,00	72,06	0	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Gaviota RE, S.A. (13)	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.U. (20)(28)	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	12	3
Gestão e Administração de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVES, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	50	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	24	5
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Guará, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	1.123	-
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	180	180
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	6	12
Inch Cape Offshore, Ltd. (21)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	51,00	51,00	(1)	2
Industrias Negromex, S.A. de C.V. (7)	México	Fabricación de hules sintéticos.	P.E. (Neg Conj)	99,99	49,99	96	64
Insa Altamira, S.A. de C.V. (7)	México	Suministro de personal permanente	P.E. (Neg Conj)	99,99	50,00	2	984
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. (7)	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E. (Neg Conj)	50,00	24,99	14	17
Insa, Llc (7)	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E. (Neg Conj)	100,00	50,00	5	9
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Desarrollo proyectos Nuevas Energías (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	0	10
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.(Neg Conj)	50,00	25,00	98	99
MC Alrep, Llc.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del Joint Venture	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	0	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación	% de Participación	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
				de Control (2)	Total Grupo		
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.(Neg Conj)	33,36	33,36	-	-
New Santiago Pipelines AG (7) (8)	Suiza	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	20	0
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd (7)	China	Comercialización de productos de caucho	P.E.(Neg Conj)	50,00	25,00	-	-
Occidental de Colombia LLC (5)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	226	-
OJSC Eurotek	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	0	0
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. (5)	Ecuador	Explotación y gestión de un oleoducto en Ecuador	P.E.	100,00	29,66	-	-
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	(258)	122
Oleum Insurance Company Ltd. (7) (8)	Barbados	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	423	3
Paladin Resources Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	35	5
Papua Petroleum (PNG) Ltd (7) (8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación).	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Papua Petroleum Pty Ltd (7) (8)	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	2
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	616	121
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	40,00	40,00	1.931	5
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	0	17
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	100,00	25,37	(1)	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	100,00	25,37	0	0
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Holder de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	P.E.(Neg Conj)	25,37	25,37	21	0
Quiquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	60,00	60,00	140	0
Red Sea Oil Corporation (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	47	61
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.	I.G.	82,39	82,39	298	355
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	98	109
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	69	88
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	106	106
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Facilitar la exploración y explotación de petróleo offshore en Trinidad y Tobago.	I.G.	100,00	100,00	(0)	11
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	17
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.354	223
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	33
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	240	59
Repsol Canadá Inversiones, S.A. (22)	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Capital, S.L.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	553	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	9.596	5.150
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,78	96,67	1.109	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	51,03	76	69
Repsol Directo, Lda	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,67	1	0
Repsol E & P Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	656	324
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol E & P Eurasia, LLC.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-	-
Repsol E & P T & T Ltd.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	116	28
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.490	-
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	118	-
Repsol Energy Resources Canada, Inc. (23)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	(4)	2
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(28)	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Bougezhoul, S.A. (7)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	22
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	12
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	3
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	53	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	1	4
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	264	259
Repsol Exploración Kazakhstsky, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	8	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (10)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	2	62
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	298	8
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	237	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(3)	4
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	8	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	120	300
Repsol Exploración, S.A. (11)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.302	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	26
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	2	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	99,85	0	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
				Millones de Euros			
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	50	39
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	32	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.688	293
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	481	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	58	2
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Fabricación y comercialización de lubricantes, asfaltos y productos especiales derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	29	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	99,97	(64)	0
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	11	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural (sociedad inactiva)	P.E.	99,96	99,96	(0)	1
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	30	0
Repsol Norge, AS (25)	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	49	0
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	16	14
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	(4)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	98,36	(15)	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	-
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	33	0
Repsol Perú, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	178	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.984	218
Repsol Polimeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	132	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	500	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(281)	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	24	-
Repsol Servicios Colombia, S.A. (24)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Sinope Brasil, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Con)	100,00	60,01	4.533	3.759
Repsol Sinope Brasil, S.A.	Brasil	Exploración y comercialización de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	60,01	60,01	6.703	4.819
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Realización de todo tipo de estudios relacionados con hidrocarburos y todo tipo de	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Repsol Suroriental Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	334	0
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	2	3
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(14)	-
Repsol Trading, S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	47	0
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 (5)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.796	-
Repsol Venezuela Gas, S.A. (5)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	242	0
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	134	1
Rift Oil Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	32	8
Rigel Petroleum (NI) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(13)	0
Rigel Petroleum UK Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	25	2
Rock Solid Images US Group, Inc.(7)	Estados Unidos	Desarrollo de aplicaciones en el campo de la geofísica	P.E.	30,00	30,00	-	-
Saint John Gas Marketing Company	Estados Unidos	Apoyo y/o participación para realizar una inversión en una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Saint John LNG Development Company, Ltd.	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 Con)	100,00	49,01	81	0
Santiago Pipelines AG (7)(8)	Suiza	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	38	0
SC Repsol Baiocoi, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	24
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	4
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	22
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial		50,00	49,29	18	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana 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.	94,94	92,08	2	3
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.	100,00	96,67	12	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman (Algeria) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	182	0
Talisman (Asia) Ltd (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Block K 39) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	166	0
Talisman (Block K 44) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(34)	0
Talisman (Block K 9) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	(5)	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	321	0
Talisman (Corridor) Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	979	39
Talisman (Jambi Merang) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	84	2
Talisman (Jambi) Ltd. (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación	% de Participación	Patrimonio Neto	Capital Social
				de Control (2)	Total Grupo	(3)	(3)
Talisman (Ogan Komerang) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	161	97
Talisman (Pasangkayu) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	14	41
Talisman (Sageri) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(57)	0
Talisman (Sumatra) Ltd. (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	19
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	352	436
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	57	49
Talisman Alberta Shale Partnership (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	956	964
Talisman Andaman B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	0
Talisman Australasia Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(43)	0
Talisman Banyumas B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Central Alberta Partnership (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Colombia B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	56	0
Talisman Colombia Holdco Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	471	665
Talisman East Jabung B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman East Tanjung B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Energy (Sahara) B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	149	125
Talisman Energy Canada (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.800	5.389
Talisman Energy DL Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad en liquidación)	P.E.(Neg Con)	51,00	100,00	-	-
Talisman Energy Inc. (7)(8)(29)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	14.567	2.624
Talisman Energy Investments Norge AS (7)(8)	Noruega	Sociedad inactiva	I.G.	100,00	100,00	2	1
Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	3
Talisman Energy Kimu Beta Ltd. (7)(8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
Talisman Energy Niugini Ltd. (7)(8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(114)	0
Talisman Energy Norge AS (7)(8)	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación).	I.G.	100,00	100,00	387	1
Talisman Energy NS, Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad en liquidación)	P.E.(Neg Con)	51,00	100,00	-	-
Talisman Energy Services Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(13)	2
Talisman Energy Tangguh B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	173	125
Talisman Energy USA Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.178	1.644
Talisman Finance (UK) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Talisman Global Holdings B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	377	0
Talisman Holding International Sar.l (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Indonesia Ltd. (7)(8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman International (Barbados) Inc. (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.437	63
Talisman International Business Corporation (7)(8)	Barbados	Financiera (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman International Holdings B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.604	729
Talisman Java B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman K Holdings B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	115	0
Talisman Malaysia (PM3) Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	206	10
Talisman Malaysia Holdings Ltd. (7)(8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	410	0
Talisman Malaysia Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	410	0
Talisman Middle East B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(371)	0
Talisman Niugini Pty Ltd. (7)(8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(105)	0
Talisman North Jabung Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(6)	0
Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG (7)(8)	Suiza	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	54	0
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	100	27
Talisman Oil Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	236	89
Talisman Perpetual (Norway) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de cartera (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Peru B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(78)	0
Talisman Resources (Bahamas) Ltd. (7)(8)(14)	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd. (7)(8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(71)	11
Talisman Resources (North West Java) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	31	0
Talisman RTC Sdn.Bhd. (7)(8)	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(4)	6
Talisman Sadang B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sakakemang B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	0
Talisman Santiago AG (7)(8)	Suiza	Gestión capacidad de transporte en oleoducto	IG	100,00	100,00	14	0
Talisman SEA Pte. Ltd. (7)(8)	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	1
Talisman Sierra Leone B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sinopec Alpha Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(32)	-
Talisman Sinopec Beta Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(1)	-
Talisman Sinopec Energy UK Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	51,00	51,00	(1.781)	1.409
Talisman Sinopec LNS Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	6	5
Talisman Sinopec North Sea Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(432)	2
Talisman Sinopec Oil Trading Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	(618)	-
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	-	-
Talisman Sinopec Transportation (UT) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	5	6
Talisman Sinopec Trustees (UK) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Con)	100,00	51,00	-	-
Talisman SO AG (7)(8)	Suiza	Gestión capacidad de transporte en oleoducto	IG	100,00	100,00	31	0
Talisman South Mandar B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Sageri B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
Talisman Sumatra B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Transsindo Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	24
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	45	0
Talisman UK Investments Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	I.G.	100,00	100,00	-	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
				% de Participación	% de Participación	Patrimonio Neto	Capital Social
				de Control (2)	Total Grupo	(3)	(3)
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56	0
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (7)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	42
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Talisman Vietnam 45 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	(0)
Talisman Vietnam 46-07 B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Vietnam Ltd. (7)(8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	0
Talisman West Bengara B.V. (7)(8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	-
Talisman Wild River Partnership (7)(8)(29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Wriagar Overseas Ltd. (7)(8)(16)	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	279	0
TE Capital S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.512	7
TE Colombia Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	21	16
TE Finance S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.407	0
TE Global Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
TE Global Services Inc. (7)(8)	Estados Unidos	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	7	0
TE Holding S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	4.827	1.572
TE NOK S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	1	0
TE Resources S.ar.l. (7)(8)	Luxemburgo	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	3	0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	32	4
TEGSI (UK) Ltd. (7)(8)	Reino Unido	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Terminales Canarias, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	24	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Arrendamiento de activos logísticos en Portugal	I.G.	100,00	100,00	1	1
TLM Finance Corp (7)(8)	Canadá	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.397	2.853
TNO (Tafneftootdacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	99,54	48,78	123	0
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	-	22
Transworld Petroleum (U.K.) (7)(8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(53)	1
Triad Oil Manitoba Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	5	0
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	5	5
TV 05-2/10 Holding B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
TV 135-136 Holding B.V. (7)(8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	53	0
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
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	P.E.(Neg Conj)	20,60	19,70	6	0
YPFB Andina, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	48,33	48,33	1.256	179
YPFB Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	44,50	21,51	325	73
504744 Alberta Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(7)	0
7308051 Canada Ltd (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	166	245
8441251 Canada Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	10
8441316 Canada Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(30)	-
8787352 Canada Ltd. (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
8787387 Canada Ltd (7)(8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0

(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 directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior 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 2014), elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) 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.

(5) Datos correspondientes a Cuentas Anuales Consolidadas.

(6) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de marzo de 2015.

(7) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2015.

(8) Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4).

(9) 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)

(10) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en Liberia.

(11) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

(12) Esta *joint venture* posee una filial con residencia fiscal en las Islas Caimán.

(13) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las mutuas de reaseguro Oil Casualty Insurance, Ltd (1,86%) y Oil Insurance, Ltd (5,86%), domiciliadas en Bermudas.

(14) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.

(15) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Vírgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.

(16) Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Vírgenes Británicas, está domiciliada fiscalmente en Países Bajos.

(17) Esta sociedad es la matriz de FEX L.P., domiciliada en Estados Unidos.

(18) Esta sociedad es la matriz de Fortuna (US) L.P., domiciliada en Estados Unidos.

(19) Esta sociedad es la matriz de Talisman Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.

(20) Anteriormente consolidada por el método de Integración Global

(21) Anteriormente consolidada por el método de Puesta en Equivalencia.

(22) Anteriormente denominada Repsol Exploración Nicaragua, S.A.

(23) Anteriormente denominada TAPBC Adquisition, Inc.

(24) Anteriormente denominada Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A.

(25) Anteriormente denominada Repsol Exploration Norge, AS.

(26) Anteriormente denominada Dynasol Elastómeros, S.A.

(27) Anteriormente denominada Dynasol Gestión, S.A.

(28) Anteriormente denominada General Química, S.A.

(29) Sociedades que cambian su denominación el 1 de enero de 2016 (ver Nota 32).

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.15			31.12.14		
					Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación de Control ⁽²⁾	% de Participación Total Grupo	Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación de Control ⁽²⁾	% de Participación Total Grupo
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	febrero-15	I.G.	94,94%	92,08%	I.G.	90,00%	87,20%
Enrepsa Gas, Limited	Arabia Saudí	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	marzo-15	--	--	--	P.E.	30,00%	30,00%
Perú Hunt Pipeline Development Company, Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol Exploración Perú, S.A.	Liquidación	abril-15	--	--	--	P.E.	44,70%	44,70%
Repsol Chile, S.A.	Chile	Repsol, S.A.	Aumento participación	abril-15	I.G.	100,00%	100,00%	I.G.	99,99%	99,99%
Amakel Maritime Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	TKOSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Edwards Gas Services LLC ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	50,00%	50,00%	--	--	--
Equion Energia Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	49,00%	49,00%	--	--	--
FEH Holding S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FEX GP Inc. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FEX LP. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	FEX GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Foreland Oil Limited ⁽⁴⁾	Islas Vírgenes Británicas	Rift Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna (US) L.P. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	FUSI GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Energy Holding Inc. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	FEH Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Finance Corporation S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna International (Barbados) Inc. ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna International Petroleum Corporation ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Resources (Sunda) Limited ⁽⁴⁾	Islas Vírgenes Británicas	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FUSI GP Inc. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Honner Limited ⁽⁴⁾	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
New Santiago Pipelines AG ⁽⁴⁾	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Okum Insurance Company Limited ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Paladin Resources Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Papua Petroleum (PNG) Ltd ⁽⁴⁾	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Papua Petroleum Pty Ltd. ⁽⁴⁾	Australia	Talisman Niugini Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Red Sea Oil Corporation ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Rift Oil Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Rigel Petroleum (NJ) Limited ⁽⁴⁾	Irlanda del Norte	Rigel Petroleum UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	51,00%	51,00%	--	--	--
Rigel Petroleum UK Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	100,00%	100,00%	--	--	--
Rowell Limited ⁽⁴⁾	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Santiago Pipelines AG ⁽⁴⁾	Suiza	Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Algeria) B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Asia) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 39) B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 44) B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 9) B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Corridor) Ltd. ⁽⁴⁾	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Jambi Merang) Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Jambi) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Ogan Komering) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Pesanggrayan) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Sagar) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Sumatra) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 133 & 134) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 15-2011) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Alberta Shale Partnership ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Andaman B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Australasia Pty Ltd. ⁽⁴⁾	Australia	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Banyuwang B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Central Alberta Partnership ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Colombia B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	TE Colombia Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Colombia Holdco Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman East Jabung B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman East Tanjung B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy (Sahara) B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Canada ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy DL Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Energy Inc. ⁽⁴⁾	Canadá	N/A	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Investments Norge AS ⁽⁴⁾	Noruega	Talisman Perpetual (Norway) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Kima Alpha Pty Ltd. ⁽⁴⁾	Australia	Talisman Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Kima Beta Ltd. ⁽⁴⁾	Papua Nueva Guinea	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Niugini Limited ⁽⁴⁾	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Norge AS ⁽⁴⁾	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy NS Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Con)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Energy Poland B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Services Inc. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Tangguh B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy USA Inc. ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Finance (UK) Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	TKOSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Global Holdings B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Groundbich Partnership ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Holding International S.a.r.l. ⁽⁴⁾	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Indonesia Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International (Barbados) Inc. ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Business Corporation ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Holdings B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Holdings B.V. SCS ⁽⁴⁾	Luxemburgo	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Java B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman K Holdings B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia (PM3) Limited ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia Holdings Limited ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia Limited ⁽⁴⁾	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Middle East B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Niugini Pty Ltd. ⁽⁴⁾	Papua Nueva Guinea	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman North Jabung Ltd. ⁽⁴⁾	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Ocesa Pipelines Holdings AG ⁽⁴⁾	Suiza	Talisman Colombia B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited ⁽⁴⁾	Australia	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Oil Limited ⁽⁴⁾	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Perpetual (Norway) Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Peru B.V. ⁽⁴⁾	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Petroleum Norge AS ⁽⁴⁾	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (Bahamas) Limited ⁽⁴⁾	Bahamas	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (JPD 06-105) Pty Limited ⁽⁴⁾	Australia	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (North West Java) Limited ⁽⁴⁾	Reino Unido	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources Norge AS ⁽⁴⁾	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman RTC Sdn Bhd. ⁽⁴⁾	Malasia	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.15			31.12.14		
					Método de Consolidación (1)	% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Método de Consolidación (1)	% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo
Talisman RTC Sdn Bhd. (4)	Malasia	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sadang B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sakakemang B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Saritaga AG (4)	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman SEA Pte. Ltd. (4)	Singapur	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sierra Leone B.V. (4)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Alpha Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Beta Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Energy UK Limited (4)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	51,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec LNS Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec North Sea Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Oil Trading Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Transportation (UT) Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Trustees (UK) Limited (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman SO AG (4)	Suiza	Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman South Mandar B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman South Sageri B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sumatra B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Transgasindo Ltd. (4)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman UK (South East Sumatra) Limited (4)	Reino Unido	Padalin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman UK Investments Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (4)	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (4)	Estados Unidos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (4)	Países Bajos	TV 135-136 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 146-147 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 45 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 46-07 B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam Limited (4)	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman West Bengara B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Wild River Partnership (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Wiragar Overseas Limited (4)	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Capital S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Colombia Holding S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Finance S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Global Holding S.ar.l. (4)	Luxemburgo	Talisman Holding International S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Global Services Inc. (4)	Estados Unidos	Talisman Energy Services Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Holding S.ar.l. (4)	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE NOK S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Resources S.ar.l. (4)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TECSI (UK) Limited (4)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TLM Finance Corp (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Transworld Petroleum (U.K.) (4)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Triad Oil Manitoba Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TV 05-2/10 Holding B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TV 135-136 Holding B.V. (4)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
50474 Alberta Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Canada	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
7308051 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8441251 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8441316 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8787352 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8787387 Canada Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Repsol Internación Capital, Ltd. (7)	Islas Caimán	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	julio-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Mediación Agente de Seguros Vinculado, S.L.U. (5)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
Euro-24, S.L. (5)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
San Andrés Park, S.L. (5)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
Repsol Exploración Bougeheuzel, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	agosto-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	50,00%	--	--	--
Nearby Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	25,00%	--	--	--
Rock Solid Images US Group, Inc.	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Adquisición	agosto-15	P.E.	30,00%	30,00%	--	--	--
Honner Limited (6)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty, Ltd.	Liquidación	agosto-15	--	--	--	--	--	--
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol Capital, S.L.	Liquidación	septiembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	--	P.E.	10,00%	10,00%
CLH Aviación, S.A.	España	Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	--	P.E.	100,00%	10,00%
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	100,00%	24,71%
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	100,00%	24,71%
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	25,37%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	24,71%	24,71%
Dynasol China, S.A. de C.V. (6)	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	49,99%	--	--	--
Insa, Llc. (6)	Estados Unidos	Dynasol Gestión, S.L.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	50,00%	--	--	--
Insa Altamira, S.A. de C.V. (6)	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	50,00%	--	--	--
Insa, (GPRO) (6)	Estados Unidos	Dynasol China, S.A. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	24,99%	--	--	--
Industrias Negromex S.A. de C.V. (6)	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	49,99%	--	--	--
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.L.	Alta en el perímetro de consolidación	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	25,00%	--	--	--
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	20,60%	19,70%	P.E.(Neg Conj)	91,28%	22,56%
General Química, S.A.U.	España	Dynasol Gestión, S.L.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	50,00%	I.G.	100,00%	100,00%
Cogeneración Gequsa	España	General Química, S.A.U.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	39,00%	19,50%	P.E.	39,00%	39,00%
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Zhanbay, Lp.	Kazajistán	Repsol Exploración Kazakhshtan, S.A.	Liquidación	noviembre-15	--	--	--	P.E.	25,00%	25,00%
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Repsol Perú, B.V.	Aumento participación	noviembre-15	I.G.	82,39%	82,39%	I.G.	51,03%	51,03%
Repsol Investeringer, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Gas Natural SDG S.A.	España	Repsol, S.A.	Aumento participación	diciembre-15	P.E.(Neg Conj)	30,15%	30,15%	P.E.(Neg Conj)	30,00%	30,00%
Rowell, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Petroleum Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Resources Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Energy Poland B.V.	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--

(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 NIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd., sociedad domiciliada en las Islas Caimán.

Estas tres sociedades han sido dadas de baja del Grupo Repsol.

(4) Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4).

(5) Sociedades absorbidas por Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

(6) Sociedades correspondientes a la alianza con el Grupo KUO (ver Nota 8).

(7) En línea con la política de gestión activa para reducir la presencia en territorios calificados como paraísos fiscales, esta sociedad ha sido liquidada con fecha 23 de julio de 2015.

Las participaciones preferentes emitidas por esta sociedad en los ejercicios 1997 y 2002 ya habían sido recompradas en los ejercicios 2011 y 2013.

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⁾	% de Participación Control ⁽²⁾	% de Participación Patrimonial	Método de Consolidación ⁽¹⁾	% de Participación Control ⁽²⁾	% de Participación Patrimonial
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	ene-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Kuossil Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Kuossil S.A.P.I. de C.V.	Enajenación	ene-14	-	-	-	(4)	100%	50,00%
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	feb-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Empresa Petrolera Masius 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.	22,38%	10,00%
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%
Alsugaa 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%
ibik Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	ibik, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Absorción	sep-14	-	-	-	(4)	100%	50,00%
Saint John Gas Marketing Company	EEUU	Repsol St. John LNG S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	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.	25,00%	24,16%	P.E.	26,67%	25,78%
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	oct-14	-	-	-	I.G.	100%	96,67%
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.	EEUU	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.	90,00%	87,20%	P.E.	45,00%	43,69%
Neol Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	dic-14	-	-	-	(4)	50,00%	50,00%
TAPAC 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)	91,28%	22,56%	(4)	70,62%	23,73%
Príncipe Power, Inc.	EEUU	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 e 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 directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Sociedad del perímetro de la operación de venta de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4).

(4) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articuladas a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándar, 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 II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	20,00%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
Bloque 405a	35,00%	Pertamina	Producción
Boughezoul	51,00%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y producción
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Aruba			
Bloque Aruba offshore	35,00%	Repsol	Exploración
Australia			
Bloque WA48	45,00%	BHP BP	Exploración
AC/L 5	33,33%	Woodside Energy Ltd	Producción
JPDA 06-105 PSC	25,00%	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Producción
WA-18-L	100,00%	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Ltd	Producción
Bolivia			
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol Canada Ltd.	Regasificación de LNG
Groundbirch ⁽²⁾	37,59%	Shell	Producción
Edson ⁽²⁾	66,67%	Talisman	Producción
Edson ⁽²⁾	50,00%	Talisman	Producción
Fir ⁽²⁾	25,00%	Delphi	Producción
Nunavut ⁽²⁾	75,00%	Shell	Exploración ⁽³⁾
NW Territories ⁽²⁾	25,00%	BP	Exploración ⁽³⁾
NW Territories ⁽²⁾	7,00%	Suncor	Exploración ⁽³⁾
Pine Creek ⁽²⁾	10,42%	Apache	Producción
Quebec ⁽²⁾	75,00%	Talisman	Exploración ⁽³⁾
Colombia			
Catleya	50,00%	Ecopetrol S.A.	Abandono
El Portón	25,00%	Cepsa Colombia S.A.	Exploración
Guajira Off-1	30,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A. (Sucursal)	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Hocol S.A.	Exploración
Nisocota	30,00%	Equion Energía, Ltd.	Exploración
Tayrona	20,00%	PETROBRAS	Exploración
CAG -5	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CAG-6	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
COL-4	33,34%	Repsol	Exploración
CPE-6	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CPE-8	50,00%	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol S.A.	Exploración y Producción
CPO-12	30,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT -9	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT-30	50,00%	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador	Exploración y Producción
Estados Unidos			
Alaska	55,00%	Repsol	Exploración
Alaska	25,00%	Armstrong	Exploración
Caton-Elmira ⁽²⁾	49,25%	Swepi/TLM	Producción
Chaffee Corners ⁽²⁾	67,03%	Talisman	Producción
EagleFord ⁽²⁾	37,00%	Statoil	Producción
Black Pearl	25,00%	Marathon	Exploración
Buckskin	12,50%	Chevron	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol	Exploración
Shenzi	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Iowa	75,00%	Repsol Louisiana Corporation	Exploración
MidContinent	1,45%	American Energy - Woodford	Desarrollo
MidContinent	4,46%	Atlas Resource Partners, LP	Desarrollo
MidContinent	2,51%	Chaparral Energy, LLC	Desarrollo
MidContinent	2,58%	Chesapeake Operating Inc	Desarrollo
MidContinent	5,02%	Cisco Operating LLC	Desarrollo
MidContinent	0,59%	Comanche Exploration	Desarrollo
MidContinent	6,38%	Cummings Oil Company	Desarrollo
MidContinent	1,76%	D&J Oil Company Inc	Desarrollo
MidContinent	4,04%	Dakota Exploration	Desarrollo
MidContinent	0,19%	Devon Energy Production Co	Desarrollo
MidContinent	3,05%	Eagle Exploration	Desarrollo
MidContinent	5,92%	Empire Petroleum Partners LLC	Desarrollo
MidContinent	1,05%	Enervest Operating	Desarrollo
MidContinent	6,26%	K3 Oil & Gas	Desarrollo
MidContinent	2,31%	Midstates Petroleum Company LLC	Desarrollo
MidContinent	3,52%	Petroquest Energy LLC	Desarrollo
MidContinent	2,03%	Primex Operation Corp	Desarrollo
MidContinent	2,96%	Range Resources Corp	Desarrollo
MidContinent	3,22%	Redfork C/O Trey Resources	Desarrollo
MidContinent	12,81%	Sandridge Holdings Inc	Desarrollo
MidContinent	3,95%	Sk Plymouth Exploration, LLC	Desarrollo
MidContinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
MidContinent	0,07%	Wicklund Petroleum Corporation	Desarrollo
Tiger	12,50%	Chevron USA Inc.	Exploración
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 Bigienzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón	61,95%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca	67,35%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,07%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Montanazo Concesión	72,44%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo	69,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Guyana			
Kanuku	40,00%	Repsol Exploracion Guyana S.A.	Exploración
Indonesia			
Andaman III PSC	100,00%	Talisman Andaman B.V.	Exploración
Corridor PSC	36,00%	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
East Jabung PSC	51,00%	Talisman East Jabung B.V.	Exploración
Jambi Merang PSC	25,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Jambi Merang	Producción
Ogan Komering PSC	50,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Ogan Komering	Producción
Sakakemang PSC	90,00%	Talisman Sakakemang B.V.	Exploración
Seram PSC	45,00%	Black Gold Seram LLC	Exploración y Producción
Tanggah LNG Project ⁽⁴⁾	3,06%	BP Berau Ltd.	Producción
Iran			
Bloque Mehr	33,00%	OMV Onshore Exploration GmbH	Exploración
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	Exxon Mobil	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Area 137	50,00%	Suncor	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 (Capex)	20,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
EPSA IV NC115 (Opex)	5,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Capex)	16,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Opex)	3,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Paek 3	35,00%	GdF	Exploración y Producción
Malasia			
PM3 CAA PSC	41,44%	Talisman Malaysia Ltd	Desarrollo y Producción
PM 305 PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Producción
PM 314 PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Producción
SB 309 PSC	70,00%	Talisman Malaysia Ltd	Exploración
SB 310 PSC	70,00%	Talisman Malaysia Ltd	Exploración
SB1 Kinabalu Oil PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Desarrollo y Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Marruecos			
Tánger Larrache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos	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
Nicaragua			
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua Ltd	Exploración
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua Ltd	Exploración
Noruega			
Licencia 019B	61,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 019C	15,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 025	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 025B	15,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 038	65,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038C	70,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038E	65,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 052	27,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 053B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055D	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 143BS	100,00%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 148	10,00%	Lundin Norway AS	Producción
Licencia 185	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 187	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 316	60,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 316B	60,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 378	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 378C	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 528	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 528B	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 531	20,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 541	35,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 557	40,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 557 B	40,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 589	30,00%	Wintershall Norge AS	Exploración
Licencia 628	20,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 640	100,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 642	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 644	20,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 656	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 658	50,00%	Dong E&P AS	Exploración
Licencia 672	25,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 692	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 704	30,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 705	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 711	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 721	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 750	40,00%	Tullow Oil Norge AS	Exploración
Licencia 763	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 801	50,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 802	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia N° 8	22,29%	Oil Search Ltd	Exploración
Licencia N° 10	40,00%	Talisman Niugini Pty Ltd	Desarrollo
Licencia N° 21	32,50%	Horizon Oil (Papua) Ltd	Exploración
Licencia N° 28	30,00%	Eaglewood Energy (BVI) Ltd 40%	Exploración
Licencia N° 38	25,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia N° 235	60,00%	Foreland Oil Ltd	Exploración
Licencia N° 239	55,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia N° 261	30,00%	Foreland Oil Ltd	Exploración
Licencia N° 269	50,00%	Talisman Niugini Pty Ltd	Exploración
Licencia N° 287	50,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia N° 426	60,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Perú			
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Producción
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración, Desarrollo y Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Exploration and Production Company of Perú L.L.C	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Exploración y Producción
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Abandono
Lote 101	70,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Abandono
Lote 103	100,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Abandono
Lote 134	55,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Abandono
Lote 158	55,00%	Ecopetrol del Perú, S.A.	Abandono

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Portugal			
Amejoa	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camação	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Región del Kurdistán iraní			
Kurdamir Bloque	40,00%	Talisman (Bloque K44) BV	Desarrollo
Piramagrum	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Topkhana Bloque	60,00%	Talisman (Bloque K39) BV	Exploración
Rumanía			
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
6500 Baicoi Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko	Exploración
Trinidad y Tobago			
Bloque TSP	70,00%	Repsol E&P T&T, Ltd	Exploración y Producción
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Bloque 23 B	40,00%	BHP Billiton Petroleum	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas, S.A.	Exploración y Producción
Vietnam			
Bloque 05-2/10 PSC	40,00%	Talisman Vietnam 05-2/10 B.V.	Exploración
Bloque 07/03 PSC	55,00%	Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Desarrollo
Bloque 133-134 BCC	49,00%	Talisman (Vietnam 133-134) Ltd.	Exploración
Bloque 135-136 PSC	40,00%	Talisman Vietnam 135-136 B.V.	Exploración
Bloque 146-147 PSC	80,00%	Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Exploración
Bloque 15/2-01 PC	60,00%	Thang Long Joint Operating Company (TLJOC)	Producción
Bloque 46 CN PSC	33,15%	Talisman Vietnam Ltd	Producción
Bloque 156-159 PSC	100,00%	Vung May 156-159, B.V.	Exploración

Las operaciones conjuntas correspondientes al negocio conjunto Repsol Sinopec Brasil, S.A. (ver Nota 8) son las siguientes:

Brasil			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33 (539)	35,00%	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-50 (623)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51 (619)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Abandono
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabunas	15,00%	Petrobras	Gas

(1) Corresponde a la participación que tiene la sociedad o sociedades propietarias sobre la operación.

(2) Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de operación conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). La tabla presenta aquellos acuerdos significativos en los que Repsol participa en una superficie superior a las 2.000 hectáreas netas.

(3) Las operaciones sobre el dominio minero correspondientes a estas áreas se encuentran suspendidas como consecuencia de restricciones gubernamentales o por la localización remota de los a Actualmente no existen obligaciones de trabajo sobre estas tierras.

(4) Talisman posee un 42,4% de participación en Wiriagar, uno de los tres contratos de producción compartida (PSC) del Tangguh Project. Talisman posee un 3,06% de Tangguh LNG project.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL 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 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%	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 Louisina 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			
Piramağrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	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%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache (5)	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 Rurhgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Rurhgas	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 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	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 III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES (NIIF-UE) Y MODELO DE REPORTING

La reconciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es la siguiente:

	Resultados de 2015 y 2014											
	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultado No Recurrente		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
<i>Millones de euros</i>	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Resultado de explotación	1.806	2.421	434	(733)	(3.984)	(663)	(696)	(947)	(4.246)	(2.343)	(2.440)	78
Resultado financiero	233	(273)	44	(50)	173	475	-	-	217	425	450	152
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	469	467	(563)	376	-	49	-	-	(563)	425	(94)	892
Resultado antes de impuestos	2.508	2.615	(85)	(407)	(3.811)	(139)	(696)	(947)	(4.592)	(1.493)	(2.084)	1.122
Impuesto sobre beneficios	(562)	(886)	85	407	1.182	52	194	281	1.461	740	899	(146)
Rdo del ejercicio precedente de op. continuadas	1.946	1.729	-	-	(2.629)	(87)	(502)	(666)	(3.131)	(753)	(1.185)	976
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(86)	(22)	-	-	1	1	43	60	44	61	(42)	39
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.860	1.707	-	-	(2.628)	(86)	(459)	(606)	(3.087)	(692)	(1.227)	1.015
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	597
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.860	1.707	-	-	(2.628)	(86)	(459)	(606)	(3.087)	(692)	(1.227)	1.612

La reconciliación de otras magnitudes presentadas en la Nota 5.3 y 5.4 con aquellas NIIF-UE a 31 de diciembre de 2015 y 2014, son las que se presentan a continuación:

Magnitudes de Balance

<i>Segmentos</i>	Millones de euros					
	Activos no corrientes		Inversiones netas de explotación ⁽²⁾		Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Magnitudes Ajustadas ⁽¹⁾	44.485	28.983	11.860	3.425	5.322	4.873
Upstream	(6.695)	(5.128)	(1.252)	(1.081)	5.129	6.150
Downstream	(24)	(156)	(13)	(12)	1.307	80
Corporación	(3)	(9)	-	-	-	7
MAGNITUDES NIIF-UE	37.763	23.690	10.595	2.332	11.758	11.110

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “*Información por segmentos*”.

⁽²⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones netas en “*Otros activos financieros*”.

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

<i>Segmentos</i>	Millones de euros									
	Importe neto de la cifra de negocios ⁽²⁾		Dotación a la amortización del inmovilizado		Ingresos / (gastos) por deterioros		Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación		Impuesto sobre beneficios	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Magnitudes Ajustadas ⁽¹⁾	41.460	47.660	(3.653)	(2.326)	(4.153)	(637)	469	516	814	(553)
Upstream	(1.629)	(1.748)	659	522	384	-	(566)	377	84	406
Downstream	(92)	(68)	6	7	29	-	3	2	1	1
Corporación	(2)	(2)	-	1	-	-	-	(3)	-	-
MAGNITUDES NIIF-UE	39.737	45.842	(2.988)	(1.796)	(3.740)	(637)	(94)	892	899	(146)

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “*Información por segmentos*”.

⁽²⁾ El importe neto de la cifra de negocios (NIIF-UE) corresponde a la suma de los epígrafes de “*Ventas*” e “*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*” de la cuenta de pérdidas y ganancias. Su apertura por segmentos es la siguiente:

A continuación se incorpora mayor desglose del Importe neto de la cifra de negocio por segmento:

<i>Segmentos</i>	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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Upstream	3.683	2.950	1.098	1.332	4.781	4.282
Downstream	37.751	44.685	12	36	37.763	44.721
Corporación	25	25	96	6	121	31
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	1	-	(1.206)	(1.374)	(1.205)	(1.374)
TOTAL	41.460	47.660	-	-	41.460	47.660

ANEXO IV: 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

Legislación básica

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 ulteriores.

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 (GEI) 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.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

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 se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La 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 Minetur 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.

Son 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, atribuía a la CNE, ahora CNMC, la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector energético.

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 un operador principal no podrá designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal en el mismo mercado o sector.

Exploración y producción de hidrocarburos

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.

El 21 de mayo de 2015 entra en vigor la Ley 8/2015 por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Ésta impulsa la forma de extracción “no convencional” o “fracking”, contemplando un régimen de incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen dichas actividades, así como un régimen de participación de los propietarios de suelo en los resultados de la actividad extractiva.

La citada Ley 8/2015 introduce las siguientes medidas tributarias y no tributarias:

- Se crea un nuevo Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y cuyo tipo varía entre el 1% y el 8% sobre el valor de la producción anual.
- Se añaden dos tarifas al actual canon de superficie, aplicables a partir del 23 de mayo de 2015: la tarifa tercera, que grava la perforación de sondeos y la tarifa cuarta, que grava la adquisición de datos sísmicos.
- A partir de 2016 se establecen pagos a los propietarios de los terrenos subyacentes, por el cual, los titulares de concesiones de explotación de yacimientos otorgadas a partir del 23 de mayo de 2015, deberán abonar a los propietarios de los terrenos una cantidad anual equivalente al 1% del valor de los hidrocarburos extraídos.

Régimen de realización de actividades

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, 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%.

Productos petrolíferos

Adicionalmente 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.

Adicionalmente, la Ley 11/2013 establece varias limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 determina que dicha cuota de mercado provincial se medirá a partir de 2016 no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior.

Esta última norma legal habilita al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si así lo permitiese la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los titulares de instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista (red blanca sin contratos en exclusiva), informar del origen del combustible que comercializan publicitando el operador mayorista al que adquieren el combustible (artículo 43.5). Asimismo, a partir de la entrada en vigor de la Ley, los distribuidores al por menor de productos petrolíferos podrán suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales (artículo 43.1).

GLP

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; por su parte, el RDL 8/2014 de 4 de julio, y con posterioridad la Ley 18/2014 de 15 de octubre, han liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos 20 kgs., 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, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases

comercializados y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas respectivas del coste de la materia prima no se extiende, sin embargo, a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente el RDL 8/2014 y, con posterioridad, la Ley 18/2014, consolidan 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, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. 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

Por lo que respecta al GLP a granel:

- el comercializador al por menor del GLP a granel no canalizado queda obligado a atender a todos los consumidores que lo soliciten en la provincia en la que el comercializador ya está actuando.
- el comercializador al por menor del GLP a granel canalizado queda obligado a atender a las peticiones de suministro dentro del área correspondiente a sus respectivas redes.

La Ley 8/2015, traslada a los usuarios la obligación de realizar la inspección de las instalaciones receptoras del GLP (artículo 74.1 p), sin embargo, hace responsables subsidiarios de dicha obligación a los distribuidores si no les consta que dicha inspección ha sido realizada por una empresa habilitada. Se obliga tanto a los operadores al por mayor de GLP, como a los comercializadores al por menor de GLP a granel, a constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras en cuantía suficiente para cubrir los riesgos de las actividades ejercidas.

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%.

La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que será el encargado de gestionar el llamado "hub" gasista.

El Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, desarrolla las normas para el funcionamiento del citado mercado organizado. El operador del mercado organizado de gas será la empresa MIBGAS "Mercado Ibérico del Gas" que velará por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas. Los agentes podrán contratar productos estandarizados de gas natural en plataformas electrónicas, gestionada por el operador del mercado o terceros.

Para facilitar la operación del mercado de gas, se modifican las condiciones de contratación de acceso de capacidad a las instalaciones gasistas. Además, se crea una plataforma única de contratación de capacidad, gestionada por el gestor técnico del sistema gasista (Enagas), que posibilitará la contratación de capacidad de acceso en tiempo real.

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.

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 caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

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 Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Dicho sistema 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.

Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueba 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.

Por último, recientemente se promulgó el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo.

La normativa establece que quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica no han de asumir ningún coste del sistema eléctrico; sin embargo, en el caso de que se esté conectado a la red, al tener garantizado el suministro en todo momento, incluso cuando la energía autogenerada no sea suficiente, el autoconsumidor, si bien no pagará por la energía que autoproduce, ni tampoco por los impuestos asociados ni las pérdidas del sistema, sí tendrá que contribuir a los costes generales del mismo.

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 7 la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía.

El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, han venido a trasponer la anterior Directiva mediante la creación de un fondo nacional de eficiencia energética en virtud del cual, se asigna a las empresas

comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, -sin que estos últimos no tengan la consideración de sujetos obligados conforme a la Directiva- una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

La creación de un fondo nacional, que en España se ha formulado como medida alternativa a un sistema de iniciativas nacionales de eficiencia energética, en la propia Directiva 2012/27/UE únicamente se prevé como medida de respaldo o complementaria.

Con fecha 24 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015, Orden que se halla recurrida, al igual que los actos de cobro relativos a los ejercicios 2014 y 2015, por varias empresas alcanzadas por las citadas obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional.

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 Nº 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 Nº. 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%.

Adicionalmente, en fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley Nº. 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera en Bolivia que establece diversos incentivos para: i) la producción de Petróleo Crudo y; ii) Condensado asociado al Gas Natural resultante de exploración de nuevos campos o reservorios, calculados en función al nivel de producción y al precio internacional de petróleo, distinguiendo, a su vez, entre Zonas Tradicionales, con información geológica donde existe producción de hidrocarburos con explotación comercial, con menor incentivo y zonas no tradicionales; también se establecen incentivos para, iii) la producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural en campos que encuentren en explotación, cuyo asociados al nivel de reservas e inversiones y, finalmente iv) a los campos gasíferos con reservorios de gas seco, campos marginales y/o

pequeños, cuyo incentivo consiste en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural.

Cabe mencionar que la forma de aplicación, determinación y pago de los incentivos está sujeta a una reglamentación a ser emitida mediante Decreto Supremo.

Por otro lado, la Ley N°. 767 modificó el artículo 42 de la Ley N°.3058, estableciendo que en campos de áreas de Contratos de Operación que estuvieran en producción al tiempo de finalizar el plazo del contrato, YPFB podrá operarlos por sí misma o mediante un contrato de prestación de servicios o con el Titular del contrato mediante la suscripción de una adenda por única vez, cuyo plazo podrá ser hasta explotar las reservas probadas certificadas dentro del plazo del contrato principal, negociando con YPFB nuevas condiciones técnicas y económicas.

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.

Adicionalmente en fecha 8 de Mayo de 2009 se suscribieron con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y Acuerdos de Entrega de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular y también se suscribieron los Procedimientos de Pago que establecen el mecanismo de pago de la Retribución del Titular. El Acuerdo de Entrega de Gas Natural del Área Caipipendí fue enmendado en fecha 26 de marzo de 2010, con la finalidad de incorporar volúmenes para la exportación a ENARSA Argentina y en fecha 28 de noviembre de 2014 una segunda enmienda permitió incorporar 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 permite implementar la Fase III del Área Caipipendí con el correspondiente incremento de la producción

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 refinado, 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.

Canadá

En la Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, provincias occidentales de Canadá en las que se encuentran la mayoría de los intereses de exploración y producción del Grupo, los respectivos gobiernos provinciales son los titulares de la mayoría de los derechos minerales del subsuelo sobre el petróleo y el gas natural. Por lo general, los gobiernos de estas provincias conceden derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en sus terrenos mediante arrendamientos, licencias y permisos con distintos términos y en las condiciones que se estipulan en la legislación y las normativas provinciales, incluidos los requisitos de realización de obras concretas o de pagos. Además de los terrenos, la Sociedad cuenta con intereses en arrendamientos obtenidos de propietarios de tierras minerales mediante negociación directa.

Las sociedades que operan en el sector canadiense de hidrocarburos y gas natural están sujetas a una amplia normativa y a estrictos controles de la fiscalidad de las operaciones (incluidas tenencia de tierras, exploración, desarrollo, producción, refinado, mejora, transporte, comercialización y cuestiones medioambientales) como resultado de la legislación y la política promulgadas tanto a nivel federal por el Gobierno de Canadá como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la realizan organismos reguladores provinciales entre los que están la Comisión de la Columbia Británica para los Hidrocarburos y Gas, el Regulador Energético de Alberta, los ministerios de Economía y Medioambiente de Saskatchewan y los organismos reguladores federales, como la Agencia Canadiense de Evaluación medioambiental y el Consejo Nacional Canadiense de Energía.

Cada provincia cuenta con una legislación y unas normativas que rigen los derechos relativos a los terrenos provinciales así como las tasas de producción y otras cuestiones. Los derechos de producción de los terrenos se determinan mediante normativas gubernamentales y, por lo general, se calculan como un porcentaje del valor de producción bruta. La tasa de dichos derechos suele depender parcialmente de los precios de referencia previstos, productividad de los pozos, ubicación geográfica, fecha de descubrimiento del yacimiento, método de recuperación y tipo o calidad del producto petrolífero producido. En ocasiones, los gobiernos de las provincias occidentales de Canadá crean programas de incentivos para la exploración y el desarrollo. Dichos programas pueden recoger reducciones en la tasa de derechos, exenciones de derechos o créditos fiscales de derechos. Los derechos pagaderos sobre la producción de terrenos en propiedad vienen determinados por la negociación llevada a cabo entre el propietario y el arrendatario del terrero mineral, si bien la producción de dichos terrenos está sujeta a determinados impuestos provinciales.

Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos y gas en Canadá cuentan con una amplia regulación y están sujetas a un fuerte control por parte de los organismos reguladores provinciales y federales. Es necesaria la aprobación por parte de estos organismos para llevar a cabo diversas actividades, incluida la perforación de pozos petrolíferos y de gas natural, la construcción y explotación de oleoductos, gasoductos e instalaciones, así como el almacenamiento, la inyección y la eliminación de sustancias vinculadas. Para realizar operaciones de extracción de petróleo y gas y cumplir los requisitos de los reguladores pertinentes, las sociedades deben acatar la legislación, normativas, ordenanzas, directivas y otras indicaciones aplicables (sujetas todas ellas a supervisión, evaluación y revisión gubernamental de manera periódica). El incumplimiento de dicha legislación, normativas, ordenanzas, directivas u otras indicaciones puede derivar en multas o sanciones de otro tipo.

Además de la legislación y las normativas relativas a cuestiones operativas vinculadas a la exploración y la producción, el sector petrolífero y de gas natural canadiense también está sujeto a distintas legislaciones provinciales y federales relacionadas con cuestiones medioambientales, sujetas todas ellas a evaluación y revisiones gubernamentales periódicas. Dicha legislación impone restricciones y prohibiciones a la liberación o emisión de diferentes sustancias producidas en asociación con determinadas operaciones del sector petrolífero y de gas, como el dióxido de azufre y el óxido nítrico, además de las condiciones o prohibiciones de explotación en ciertas zonas medioambientalmente sensibles. Asimismo, esta legislación estipula los requisitos para el abandono y la reclamación

satisfactorios de pozos e instalaciones. El incumplimiento de dicha legislación puede provocar la suspensión o retirada de las licencias y autorizaciones necesarias, responsabilidad civil por los daños producidos por la contaminación y la imposición de multas y sanciones importantes.

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*, “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).

Las operaciones realizadas en Texas y Pennsylvania por Talisman Energy USA Inc. están sujetas a las leyes de dichos estados. En Texas los reguladores principales de actividades de exploración y producción son el Railroad Commission of Texas (RRC) y Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) y en Pennsylvania es Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP).

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

Trading de Crudo y Productos Refinados

Existe un número de organismos regulatorios en los Estados Unidos con competencia para regular el mercado de trading de crudo y productos refinados. La “*Federal Trade Commission*” (FTC) tiene la potestad de regular la compraventa de crudo. La “*Environmental Protection Agency*” (EPA) supervisa las materias relativas al medioambiente y regula en particular los productos refinados destinados al consumidor privado tales como la gasolina y el diésel. En relación con la actividad de trading de derivados financieros, la “*Commodities Futures Trading Commission*” (CFTC) es el organismo encargado de regular y supervisar este mercado.

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Consolidated Appropriation Act, 2016 (Public law no. 114-113). Esta norma deroga la sección 103 de la Energy Policy and Conservation Act (EPCA), eliminando así la prohibición contra la exportación de petróleo producido en EE.UU. Como consecuencia de este cambio normativo, se prohíbe que el poder ejecutivo refuerce la normativa de prohibición a la exportación preservando, no obstante, la potestad del Presidente para restringir las exportaciones de crudo ante situaciones de emergencia nacional, para apoyar sanciones comerciales y para eliminar una escasez en el suministro de petróleo o un precio que constantemente sea significativamente más alto que el precio en el resto del mercado mundial.

El levantamiento de esta prohibición permite que compañías que producen petróleo en EE.UU. tengan acceso a mercados internacionales, lo cual podría tener un gran impacto, tanto en la economía nacional como a nivel mundial.

Indonesia

De acuerdo con la Constitución de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales (gas y petróleo incluidos) del territorio indonesio son propiedad del Estado y están sujetos a su control. En Indonesia, la regulación del petróleo y el gas natural se basa en la Ley n° 22 de 2001 (“Ley n° 22”), que establece principios generales para la regulación del sector. Estos principios se aplican gracias a distintos reglamentos de ejecución, promulgados en virtud de la Ley n° 22, así como a diferentes normas y decretos ministeriales.

La Ley n° 22 reestructuró y liberalizó el control del Estado sobre los sectores del petróleo y el gas. La Ley n° 22 atribuyó la función regulatoria a dos organismos públicos diferentes:

(i) BPMIGAS (Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi). Sin embargo, el 13 de noviembre de 2012, BPMIGAS fue declarado inconstitucional por el Tribunal Constitucional de Indonesia, atribuyéndose el papel y las funciones de este al Gobierno. El presidente, mediante el Reglamento de la Presidencia 95/2012, asignó este papel y estas funciones al Ministerio de Energía y Recursos Minerales. Mediante Reglamento de la Presidencia 9/2013 se constituyó Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (“SKK Migas”), que actualmente ejerce el mismo papel y las mismas funciones que BPMIGAS; y

(ii) BPHMIGAS (Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi)

Tras la reestructuración del sector llevada a cabo mediante la Ley n° 22, BPMIGAS y posteriormente SKK Migas, sucedieron a Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (“PERTAMINA”) como parte supervisora en materia de exploración y producción en los CPCs, si bien no llegaron a asumir el papel de PERTAMINA como Productor/Contratista.

El Ministerio de Energía y Recursos Minerales (“MERM”) es el responsable de la aprobación del primer Plan de Desarrollo (“PdD”) en el marco de los contratos de producción compartida (“CPC”) así como de la supervisión de la propiedad y la gestión de los recursos petroleros y gasistas por parte del Estado. Con la colaboración de MIGAS, el MERM formula la política gubernamental, fija los bloques que hayan de salir a licitación, es responsable de autorizar la transmisión, por parte de los contratistas, de sus derechos de participación (en consulta con SKK Migas) y expide las licencias necesarias para la realización de actividades mercantiles de transformación y distribución de productos petroleros, como por ejemplo la producción de GNL utilizando la estructura de transformación y distribución.

La Dirección General de Petróleo y Gas (“MIGAS”) colabora con el MERM en la elaboración de la política gubernamental y en la determinación de las zonas de trabajo susceptibles de licitación. También supervisa las actividades de implementación de actividades empresariales, tanto de exploración y producción como de transformación y distribución a través de SKK Migas y de BPHMIGAS.

SKK Migas es el supervisor y el órgano ejecutivo en materia de exploración y producción, en su condición de sucesor de BPMIGAS tal como se señaló anteriormente. SKK Migas, como supervisor de exploración y producción, colabora con el MERM en la preparación de las licitaciones, concede los CPCs y aprueba el primer PdD. SKK Migas también celebra y supervisa los CPCs. Entre sus principales funciones de supervisión cabe señalar la aprobación de los Planes de Trabajo y Presupuestos (PTyP) anuales y de los ulteriores PdDs, la supervisión e información al MERM de la ejecución de los CPCs, la designación de vendedores de la cuota de producción correspondiente al Estado (SKK Migas puede recoger la cuota de gas correspondiente al Gobierno, si bien debe nombrar a un tercero para la venta del gas) y de la gestión de los activos que emplean los contratistas en la ejecución de sus actividades empresariales de exploración y producción de petróleo y gas.

Es responsabilidad del Ministerio de Hacienda (“MdH”) impartir las instrucciones relativas a los principios básicos de la cuota del Estado derivada de la explotación del GNL y, a través de la Dirección General de Impuestos y de la Dirección General de Derechos Aduaneros y Arbitrios, fijar los impuestos, derechos aduaneros y arbitrios pagaderos en razón de las actividades de desarrollo del GNL, resolviendo las cuestiones relativas a los avales del Estado y formulando, estableciendo y aplicando políticas relativas

a los activos de propiedad estatal.

De acuerdo con la Ley n° 22, aquellas empresas que deseen explorar y explotar las reservas de petróleo y de gas deben hacerlo mediante un Contrato de Cooperación con SKK MIGAS. En Indonesia, el Contrato de Cooperación que normalmente se formaliza en relación con las actividades de exploración y explotación es el denominado Contrato de Producción Compartida (“CPC”).

Con el CPC, el Gobierno de Indonesia conserva la propiedad del petróleo y del gas (antes de la entrega), recayendo sobre el contratista todos los riesgos y costes de exploración, desarrollo y producción, a cambio de un porcentaje convenido de la producción de petróleo y/o gas y de la recuperación de determinados costes de explotación de la producción que satisfagan ciertos requisitos.

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.

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas (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.

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 licenciario (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.

Sin embargo, a través del Decreto de Urgencia N° 01-2015, modificado por la Ley N° 30334 - Ley que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015, se ha establecido que no se realizarán actualizaciones a la Banda de Precios (hasta diciembre de 2016) cuando el PPI se incremente, sino sólo cuando éste baje, lo que genera automáticamente un incremento en la deuda del Fondo hacia los Productores. A través del Decreto Supremo N° 154-2015-EF, se aprobó un crédito suplementario para financiar los recursos del Fondo y se ha programado la incorporación de nuevos recursos para la financiación del Fondo de manera trimestral hasta junio de 2016, si fuese necesario.

De otro lado, el artículo 43 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM), establece la obligación de los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento propia o contratada de mantener, en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado equivalente a 15 días consecutivos de su despacho promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes del cálculo de las existencias y una existencia mínima diaria de 5 días consecutivos de despacho promedio en dicha Planta. Igual tratamiento se contiene en el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (aprobado por Decreto Supremo No. 01-94-EM) en el cual a través de sus modificaciones (Decreto Supremo N° 045-2010-EM y Decreto Supremo N° 015-2015-EM), el cual establece la obligación de mantener existencias medias de 15 días y una existencia mínima de 5 días, respectivamente, sobre el despacho promedio de los últimos 6 meses.

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.

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.

El 15 de marzo de 2015 ha entrado en vigor la Ley que autoriza al Presidente de la República para que en Consejo de Ministros dicte Decretos con rango, valor y fuerza de Ley en las materias que se delegan para la garantía reformada de los derechos de soberanía y protección del pueblo venezolano y el orden constitucional de la República. El Jefe de Estado podrá legislar sobre materias de seguridad y defensa nacional, comercial, socioeconómica, financiera, energética e industrial, así como en aspectos sancionatorios desde el punto de vista administrativo, civil e incluso penal. Dicha delegación tendrá una vigencia comprendida entre la fecha de publicación en la Gaceta Oficial hasta el 31 de diciembre del año 2015.

El 14 de enero de 2016 se publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214 el decreto N° 2.184, mediante el cual se declara Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio de la República Bolivariana de Venezuela. El decreto tiene por objeto permitir que el Ejecutivo Nacional disponga de la atribución para adoptar las medidas oportunas que permitan atender la situación excepcional, extraordinaria y coyuntural que atraviesa la economía venezolana. El decreto tiene prevista una duración de 60 días, contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial, con la posibilidad de prorrogarse por el mismo lapso.

El 22 de enero de 2016 la Asamblea Nacional, en el uso de sus facultades, acordó desaprobar el Decreto N° 2.184, mediante el cual el Ejecutivo Nacional declaró el Estado de Emergencia Económica en todo el territorio nacional. Conforme a lo establecido en el artículo 33 de la Ley Orgánica de los Estados de Excepción, si la Asamblea Nacional desapruueba el Decreto éste queda derogado inmediatamente, perdiendo todos sus efectos jurídicos, no siendo posible que ninguna autoridad puede ejecutarlo. El mencionado artículo 33 establece, asimismo, que tras la desaprobación de la Asamblea Nacional, la Sala Constitucional ya no tiene materia sobre la cual decidir.

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.

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO 2015



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

ÍNDICE

1.	PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO.....	3
2.	NUESTRA COMPAÑÍA.....	8
2.1.	MODELO DE NEGOCIO	8
2.2.	GOBIERNO CORPORATIVO	13
2.3.	PLAN ESTRATÉGICO 2016-2020.....	16
3.	ENTORNO MACROECONÓMICO.....	20
4.	RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS.....	24
4.1.	RESULTADOS	24
4.2.	SITUACIÓN FINANCIERA	30
4.3.	RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS.....	32
5.	EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS.....	36
5.1.	UPSTREAM	36
5.2.	DOWNSTREAM.....	54
6.	OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR	66
6.1.	PERSONAS	66
6.2.	SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE	76
6.3.	FISCALIDAD.....	83
6.4.	INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i).....	88
6.5.	NEGOCIOS EMERGENTES	90
6.6.	SOCIEDAD	91
7.	EVOLUCIÓN PREVISIBLE.....	95
8.	RIESGOS	99
	ANEXO I: INDICADORES, MAGNITUDES ALTERNATIVAS Y CONCILIACIÓN CON NIIF	111
	ANEXO II: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO	117

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

El año 2015 ha supuesto para Repsol¹ el inicio de un profundo proceso de transformación, impulsado por relevantes acontecimientos corporativos y sostenido en un entorno económico marcado por la volatilidad en los mercados y los bajos precios del crudo y del gas.

Entre los acontecimientos corporativos transformadores destacan la adquisición de la petrolera canadiense Talisman Energy Inc.², que ha convertido a Repsol en una de las principales petroleras privadas del mundo, la aprobación de una nueva estructura organizativa en la que el Consejero Delegado (CEO) ha asumido todas las funciones ejecutivas y la publicación del nuevo Plan Estratégico 2016-2020, cuyas líneas maestras son la creación de valor y la resiliencia, incluso en un entorno de bajos precios del crudo y del gas.

Por su parte, los resultados del ejercicio ponen de manifiesto las ventajas de un modelo integrado como el de Repsol en el exigente entorno en el que se han desarrollado las actividades del Grupo. Así, el positivo resultado obtenido en el desempeño ordinario de los negocios (1.860 millones de euros de Resultado Neto Ajustado) refleja la fortaleza del *Downstream*³ y el Resultado Neto negativo (-1.227 millones de euros) se explica, fundamentalmente, por los deterioros registrados (-2.957 millones de euros) como consecuencia del impacto del actual entorno de bajos precios en la valoración de los activos de *Upstream*⁴.

A continuación se desarrollan estos acontecimientos.

ADQUISICIÓN DE TALISMAN ENERGY

El 8 de mayo de 2015 Repsol completó la compra de Talisman. La inversión ha ascendido a 8.005 millones de euros, que se han financiado con la liquidez de Repsol obtenida fundamentalmente por el cobro de la compensación acordada por la expropiación de YPF y por la venta de las acciones no expropiadas. Tras dicha adquisición, que ha supuesto la incorporación de la deuda de Talisman (que en el momento de adquisición ascendía a 3.994 millones de euros), el Grupo mantiene sin cambios su calificación crediticia (véase el epígrafe Situación Financiera del apartado 4.2).

Talisman es una sociedad canadiense domiciliada en Alberta (Canadá) constituida de acuerdo a la Ley de Sociedades Mercantiles canadiense y cuyas acciones cotizaban en las Bolsas de Toronto y Nueva York.

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, Papúa Nueva Guinea y Vietnam). Adicionalmente tiene actividad en Reino Unido, Noruega, Argelia y en Kurdistán.

La adquisición de Talisman se presenta como una operación transformadora desde el punto de vista de crecimiento (prácticamente se duplica el segmento *Upstream* en términos de producción, activos operados, empleados y capital empleado), pero también por la diversificación que aporta a la composición y perfil de riesgo del portafolio y por la incorporación de talento, conocimiento y nuevas capacidades (la

¹ De ahora en adelante, las denominaciones “Repsol”, “Grupo Repsol” o “la compañía” se utilizarán, de manera indistinta, para referirse al grupo de empresas formado por Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes y asociadas y acuerdos conjuntos (ver Nota 1 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas).

² En adelante “Talisman”, que con fecha 1 de Enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil&Gas Canada Inc., véase Nota 32 “*Hechos posteriores*” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

³ El segmento de negocio *Downstream* incluye las actividades de Refino, Química, *Gas & Power*, Trading, Marketing y GLP, principalmente. Véase el apartado 2.1 “Modelo de negocio”, de este informe.

⁴ El segmento de negocio *Upstream* incluye las actividades de Exploración, Desarrollo y Producción de hidrocarburos. Véase el apartado 2.1 “Modelo de negocio”, de este informe.

complementariedad de las capacidades técnicas de Repsol y Talisman mejora el potencial de la compañía en su conjunto).

Para más información sobre el impacto de la incorporación de Talisman en los estados financieros del Grupo, véase la Nota 4.1) de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 y el apartado 4.1 de este Informe de Gestión.

NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

En el mes de mayo la compañía aprobó una nueva estructura organizativa en la que el Consejero Delegado (CEO), Josu Jon Imaz San Miguel, asumió todas las funciones ejecutivas y pasó a presidir tres nuevos órganos de máxima dirección y con plena responsabilidad en sus respectivos ámbitos de actuación (los Comités Ejecutivos Corporativo, de Exploración y Producción y de *Downstream*).

La nueva estructura se alinea con las mejores prácticas internacionales en materia de gobierno corporativo y se adecúa a la nueva dimensión de la compañía tras la adquisición de Talisman y a las diferentes características de sus negocios. En un entorno exigente como el actual, busca reforzar la capacidad de gestión de los negocios para aumentar su eficiencia y crear valor.

Para más información, véase el apartado 2.2 de este Informe.

PLAN ESTRATÉGICO 2016-2020

El 15 de octubre de 2015 Repsol presentó públicamente su plan estratégico para el periodo 2016-2020 (*“Plan Estratégico”*). El Plan Estratégico tiene como objetivos fundamentales, incluso en un entorno de bajos precios del crudo y del gas, la creación de valor y el aumento de la resiliencia, definida como la unión de la fortaleza y la capacidad de adaptación a un entorno cada vez más cambiante y complejo. El cumplimiento de estos objetivos se materializa a través de la eficiencia y la gestión de la cartera de activos.

Las principales líneas estratégicas se resumían así:



Para más información, véase el apartado 2.3 de este Informe.

RESULTADOS DEL EJERCICIO

<i>Millones de euros</i>	2015	2014	Variación
Upstream	(909)	589	(1.498)
Downstream	2.150	1.012	1.138
Gas Natural Fenosa	453	441	12
Corporación	166	(335)	501
Resultado neto ajustado	1.860	1.707	153
Efecto patrimonial ⁽¹⁾	(459)	(606)	147
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)	(2.542)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597	(597)
Resultado neto	(1.227)	1.612	(2.839)

El **Resultado Neto Ajustado** en 2015 ha ascendido a 1.860 millones de euros, un 9% superior al de 2014. El notable aumento de los resultados en *Downstream*, por la fortaleza de los márgenes en los negocios industriales y las mayores ventas, las mejoras de eficiencia y el mejor entorno internacional, así como por los mejores resultados en *Corporación*, como consecuencia del impacto de la apreciación del dólar sobre las posiciones en esta divisa, han compensado el descenso de los resultados de *Upstream*, afectados principalmente por la caída de los precios.

En los resultados de *Upstream* hay que destacar el impacto negativo de la caída de los precios de realización del crudo (43%) y del gas (27%), que se ha visto mitigado por el significativo incremento de la producción (que en diciembre alcanzó 711 kbep/d, un 95% más que en el mismo mes de 2014, principalmente por la incorporación de Talisman desde el 8 de mayo, por los nuevos pozos en Sapinhoá, Brasil, y por el inicio de la producción en Cardón IV, Venezuela) y por las mejoras en la eficiencia de las operaciones.

En *Downstream* el resultado mejora en un 113% respecto al año anterior, como consecuencia de la mejora de los márgenes y el incremento del volumen de ventas en los negocios industriales de Refino y Química, que han compensado los menores resultados en los negocios de GLP y de *Gas & Power* en Norteamérica. Estos resultados siguen demostrando la calidad de los activos del Grupo y han permitido mantener a Repsol en posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de márgenes de los negocios industriales y comerciales.

Los resultados de *Gas Natural Fenosa* han aumentado un 3%, principalmente por la aportación de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE), adquirida el 30 de noviembre de 2014, y por el mejor comportamiento de los negocios en Latinoamérica.

El segmento *Corporación* presenta un resultado de 166 millones de euros, que se explica fundamentalmente por el mejor resultado financiero derivado de la apreciación del dólar frente al euro, compensado parcialmente por los gastos corporativos de Talisman y el mayor gasto asociado a su deuda.

El **Resultado Neto** del Grupo en 2015 es una pérdida de (-1.227) millones de euros. Se explica fundamentalmente por el negativo impacto del actual entorno de bajos precios del crudo y del gas. Así, el efecto patrimonial¹ (-459 millones de euros) responde a la bajada de los precios del crudo en el período y los resultados no recurrentes se explican, principalmente, por los deterioros de valor de activos (*impairments*) como consecuencia de la utilización de un escenario del precio futuro de crudo y gas más prudente (-2.957 millones de euros), solo parcialmente compensados por las plusvalías obtenidas en las desinversiones de activos (376 millones de euros, destacando la desinversión en CLH).

¹ El denominado "efecto patrimonial" refleja la diferencia entre el resultado medido a Coste de Reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, y el resultado calculado a Coste Medio Ponderado (MIFO), utilizado por la normativa contable europea. El efecto patrimonial refleja el impacto en el coste de las ventas de las subidas y bajadas de precios. Ver en Anexo I la descripción correspondiente.

El **EBITDA**¹ del período, 4.317 millones de euros, ha permitido concluir el ejercicio con una **deuda financiera neta**¹ de 11.934 millones de euros, inferior a la existente tras la compra de Talisman, como consecuencia de la mejora en el flujo de caja de las operaciones, la reducción en las inversiones (aislando el impacto de la integración de Talisman y el efecto tipo de cambio) y la caja generada por las desinversiones del período.

Para más información, véase el apartado 4.1 de este Informe.

OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En línea con el nuevo Plan Estratégico 2016-2020, y como parte de la **gestión activa del portfolio**, se han alcanzado varios acuerdos de desinversión durante el ejercicio:

- El acuerdo con el grupo inversor Ardian para la venta del 10% del capital que mantenía en la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) por importe de 325 millones de euros;
- Los acuerdos para la venta de parte del negocio de gas canalizado en España por importe de 728 millones de euros, que en 2015 se ha materializado solo en parte y que se completará en 2016;
- El acuerdo para la venta del 13% en el bloque de activos de Eagle Ford (EEUU) a Statoil y para la adquisición a ésta de un 15% en el campo en producción de Gudrun (Noruega); y
- La operación de reestructuración de la participación en los activos del proyecto North Slope (Alaska), como consecuencia de la cual Repsol reduce su participación del 70% al 55% en el área Colville River Delta y del 70% al 25% en las áreas de exploración.

La **situación financiera** de la compañía se ha visto influida por la adquisición de Talisman y el consiguiente aumento del endeudamiento, sin que esto haya supuesto modificar las calificaciones crediticias del Grupo. Asimismo, destacan las siguientes operaciones que han supuesto una mejora en la estructura financiera del Grupo:

- En marzo, la emisión de bonos subordinados en dos tramos, cada uno por importe nominal de 1.000 millones de euros, uno con vencimiento en 2075 y otro sin vencimiento.
- En diciembre, la recompra de bonos de Talisman y posterior amortización por importe de 1.699 millones de dólares de valor nominal.

Repsol ha mantenido el **esquema retributivo a sus accionistas** y ha cerrado en enero y julio de 2015 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 y que ha supuesto una remuneración de 0,96 €/acción en 2015.

Repsol mantiene su **compromiso con la sociedad y sus empleados**. En el ejercicio 2015 se ha mantenido la inversión en formación con cerca de 18 millones de euros, y respecto a la accidentabilidad personal, el Índice de Frecuencia Total se ha reducido hasta el 2,25 (2,38 en 2014). Por otra parte, pese al aumento de las emisiones de CO₂, principalmente como consecuencia de la adquisición de Talisman, se han realizado acciones que han permitido reducir 327 kilotoneladas de CO₂ en condiciones operativas equivalentes.

¹ Ver Anexo I “Indicadores, magnitudes alternativas y conciliación con NIIF”

PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES ¹

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas ⁽¹⁾	2015	2014	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	2015	2014
Resultados			Upstream		
EBITDA	4.317	3.800	Reservas probadas (Mbep)	2.373	1.539
Resultado neto ajustado	1.860	1.707	Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	509	118
Resultado neto	(1.227)	1.612	Producción neta de líquidos día (kbbbl/d)	207	134
Beneficio por acción (€/acción)	(0,87)	1,12	Producción neta de gas día (kbep/d)	352	220
Capital empleado ⁽²⁾	40.623	30.089	Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	559	355
ROACE (%)	3,1	4,4	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	45,2	79,6
			Precios medios de realización de gas (\$/kscf)	2,8	3,8
Situación Financiera			EBITDA	1.512	2.667
Deuda financiera neta ⁽³⁾	11.934	1.935	Resultado neto ajustado	(909)	589
EBITDA ⁽³⁾ / Deuda financiera neta (x veces)	0,36	2,0	Inversiones netas de explotación ⁽¹⁰⁾	11.270	2.675
			Downstream		
Retribución a nuestros accionistas			Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998
Retribución al accionista (€/acción)	0,96	1,96	Índice de conversión en España (%)	63	63
			Indicador de margen de refino España (\$/Bbl)	8,5	4,1
Principales Indicadores Bursátiles	2015	2014	Estaciones de servicio ⁽¹¹⁾	4.716	4.649
Cotización al cierre del periodo (€)	10,1	15,6	Ventas de productos petrolíferos (kt)	47.605	43.586
Cotización media del periodo (€)	14,8	18,4	Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.822	2.661
Capitalización bursátil al cierre del periodo	14.172	20.990	Ventas GLP (kt)	2.260	2.506
			Gas comercializado en Norteamérica (TBtu)	299	274
Otras formas de crear valor	2015	2014	EBITDA	3.092	1.284
			Resultado neto ajustado	2.150	1.012
Personas			Inversiones netas de explotación	493	671
Plantilla total ⁽⁴⁾	29.494	26.141	Gas Natural Fenosa		
Nuevos empleados ⁽⁵⁾	6.159	5.077	Resultado neto ajustado	453	441
Tasa de rotación de la plantilla (%)	7	7			
Horas de formación por empleado	45	44	Entorno Macroeconómico	2015	2014
			Brent (\$/bbl) medio	52,4	98,9
Impuestos Pagados ⁽⁶⁾	11.989	12.674	WTI (\$/bbl) medio	48,8	92,9
			Henry Hub (\$/MBtu) medio	2,7	4,4
Seguridad y Gestión Medioambiental			Algonquin (\$/MBtu) medio	4,8	8,1
Índice de Frecuencia de accidentes ⁽⁷⁾	0,92	0,85	Tipo de cambio (\$/€) medio/cierre	1,11 / 1,09	1,33 / 1,21
Índice de Frecuencia de accidentes total ⁽⁸⁾	2,25	2,38			
Emissiones directas CO ₂ (Mt)	17,84	13,19			
Reducción anual de emisiones de CO ₂ (Mt) ⁽⁹⁾	0,327	0,479			
Nº de derrames	21	17			

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ Capital empleado de operaciones continuadas al cierre del ejercicio.

⁽³⁾ Ver definición de estos ratios en el epígrafe "Resultados" del apartado 4.1 del documento.

⁽⁴⁾ No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

⁽⁵⁾ Los datos incluyen incorporaciones de carácter fijo y eventual correspondiendo un 62% y un 43% a contratos de carácter fijo en 2015 y 2014 respectivamente.

⁽⁶⁾ Incluye los impuestos pagados que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado, así como los que se retienen o repercuten al contribuyente final. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores

⁽⁷⁾ 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.

⁽⁸⁾ 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.

⁽⁹⁾ Reducción de CO₂ conseguida gracias a la implementación de acciones de reducción de gases de efecto invernadero, comparada con la línea base de 2010.

⁽¹⁰⁾ Incluye la inversión en Talisman por importe de 8.005 millones de euros.

⁽¹¹⁾ El número de estaciones de servicio (EE.S) incluye controladas y abanderadas.

¹ La información de la tabla incluye las magnitudes de Talisman desde su toma de control, y salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "Información por segmentos" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. En el Anexo I de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE. Alguna de las magnitudes incluidas en la tabla se describen en profundidad en el Anexo I.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1. MODELO DE NEGOCIO

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.

Actividades

Repsol es una compañía energética integrada con amplia experiencia en el sector, que desarrolla su actividad a escala global.

Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en dos áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración, desarrollo y producción 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 a la comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo (GLP), (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.

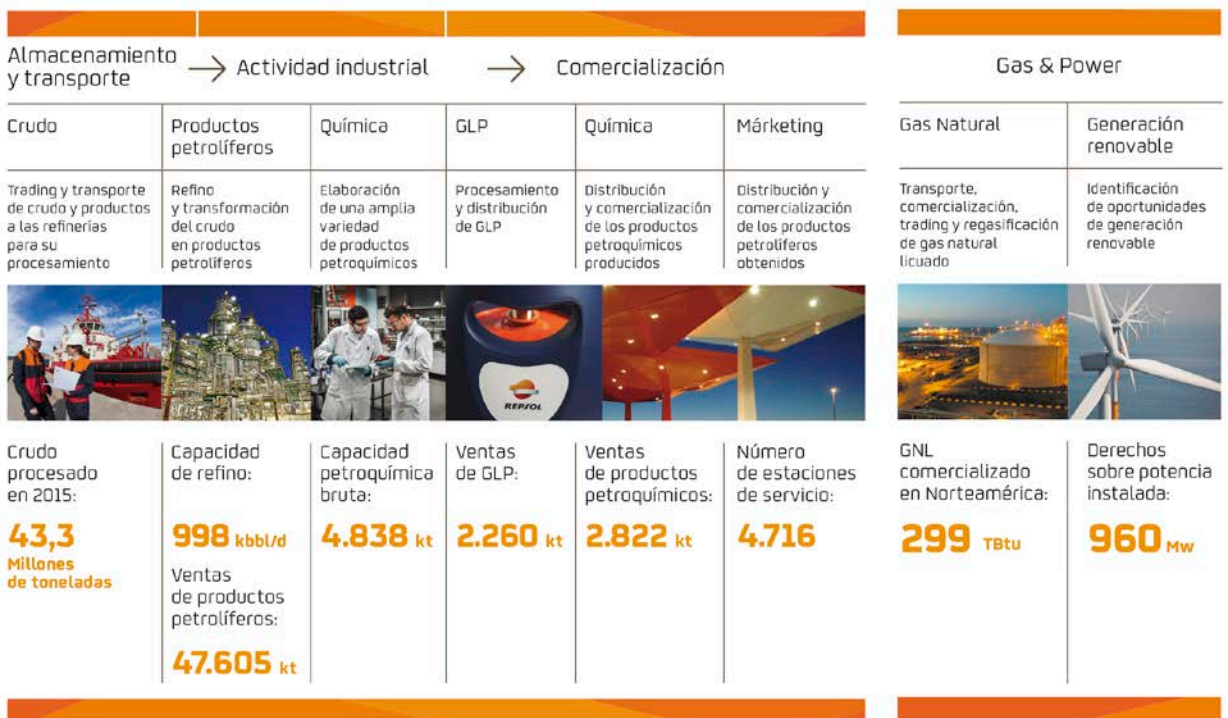
Cadena de valor de nuestros negocios

Upstream



(*) Incluye sondeos de exploración, así como los de evaluación/appraisal a 31 de diciembre

Downstream



Mercados en los que operamos



UPSTREAM

Tenemos presencia en 512.639 km² de dominio minero bruto de Exploración y Producción de petróleo y gas en 30 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado en torno a 45 descubrimientos con sondeos exploratorios en los últimos 9 años, entre los que se incluyen ocho de los mayores hallazgos anuales a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 559 kbep al día en 2015, lo que supone un aumento del 58% respecto a 2014.

Al cierre de 2015 las reservas probadas netas de Repsol ascendían a 2.373 Mbep, de los cuales 588 Mbbl (25%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.785 Mbep (75%), a gas natural.



DOWNSTREAM

Ventas (Miles de Tn)	2015	2014
Productos petrolíferos		
Europa	43.019	39.315
Resto del mundo	4.586	4.271
Total	47.605	43.586
Productos petroquímicos		
Europa	2.396	2.221
Resto del mundo	426	440
Total	2.822	2.661
GLP		
España	1.152	1.343
Portugal	133	131
Perú	570	634
Ecuador	405	398
Total	2.260	2.506

Capacidad petroquímica (Miles de Tn)	2015	2014
Básica	2.603	2.808
Derivada	2.235	2.491

Capacidad de REFINO	Destilación primaria (kbb/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		3.544
Portugal		446
Perú		406
Italia		320

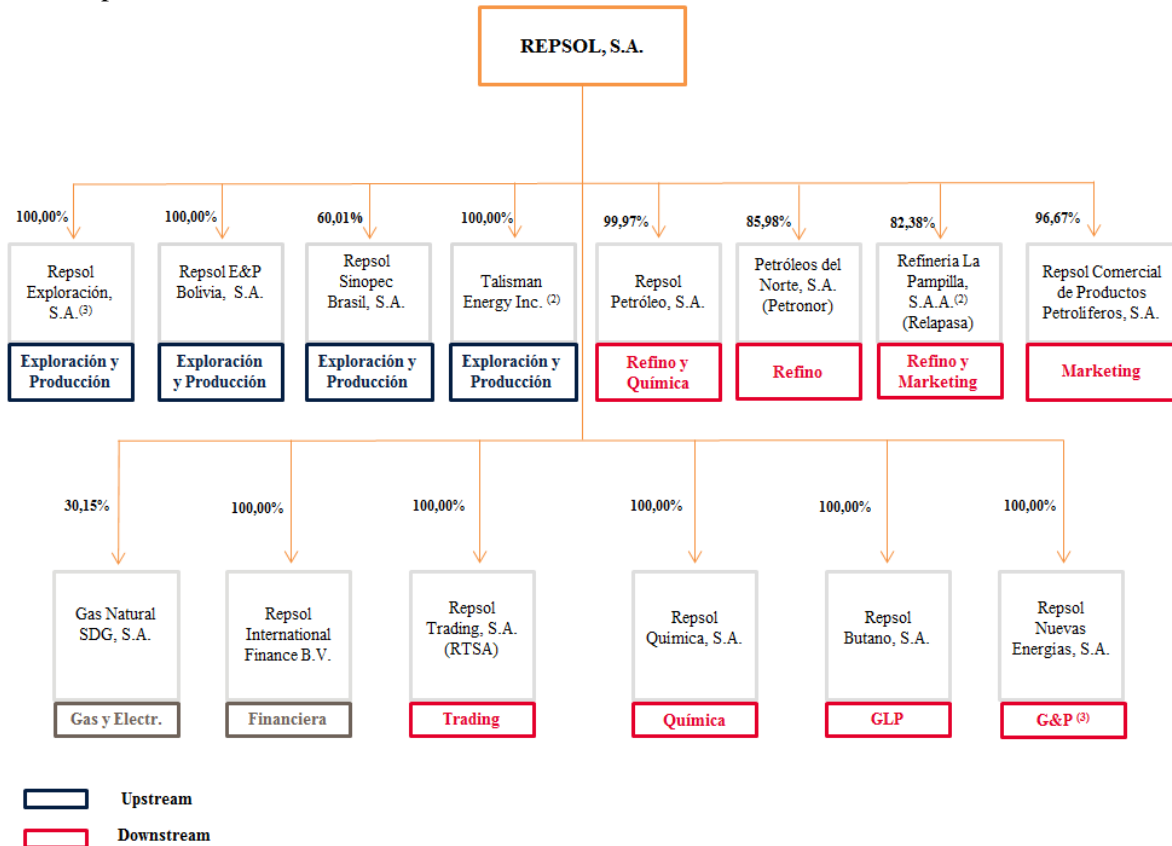
Refinerías de Repsol en España



- Refinerías de Repsol
- Oleoducto de crudos de Repsol
- Poliducto de Repsol

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 Ib de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

2.2. 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.

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.

El 29 de abril de 2015 D. Juan María Nin Génova presentó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol. El 30 de abril de 2015, el Consejo de Administración acordó, a propuesta de Caixabank, S.A., el nombramiento de D. Gonzalo Gortázar Rotaeché como Consejero de la Sociedad para cubrir la vacante producida por la renuncia de D. Juan María Nin.

El 8 de mayo de 2015, tras completar la adquisición de Talisman Energy Inc., el Consejo de Administración de Repsol, a propuesta de su Presidente y con el informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, aprobó un nuevo esquema organizativo en el que el Consejero Delegado, D. Josu Jon Imaz San Miguel, asume todas las funciones ejecutivas y en el que se ha reforzado la capacidad de gestión de los negocios para aumentar su eficiencia y creación de valor.

El 25 de junio de 2015, el Consejo de Administración de Repsol acordó la modificación de su Reglamento. Entre las modificaciones aprobadas se incluyó la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones separadas, una con competencias en materia de nombramientos y otra en materia de retribuciones. Asimismo, se acordó sustituir la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa por la Comisión de Sostenibilidad.

En cuanto a la estructura de gobierno corporativo de Repsol, 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.

Presididos por el Consejero Delegado, se han creado tres órganos de Dirección con responsabilidad plena en sus ámbitos de actuación: Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*.



NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General, el Consejo de Administración y sus Comisiones.

⁽¹⁾ Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por los Directores Generales Corporativos, Directores Generales de Negocio y Directores Corporativos con reporte directo al CEO. El Comité Ejecutivo Corporativo, es el responsable de la estrategia global, de las políticas a nivel compañía y de cualquier decisión de carácter transversal.

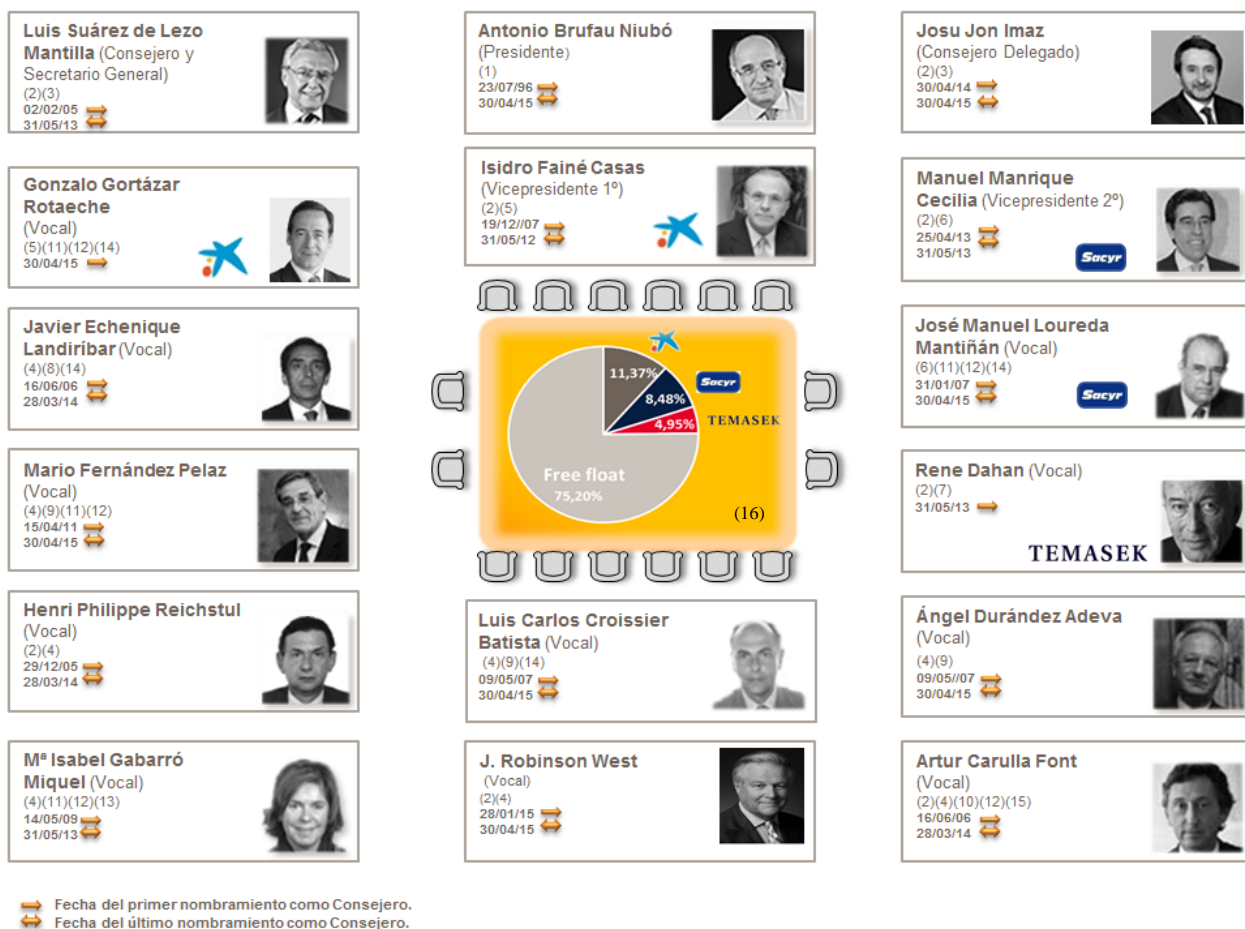
⁽²⁾ Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por el Director General E&P, Directores Ejecutivos y Directores con reporte directo al Director General E&P, Directores Generales Corporativos y Directores Corporativos con reporte directo al CEO, Director Corporativo de Relaciones Institucionales y Director Corporativo Económico Fiscal. El Comité Ejecutivo E&P, es el responsable de las decisiones de alto nivel en el negocio de *Upstream*.

⁽³⁾ Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por la Directora General *Downstream*, Directores Ejecutivos y Directores con reporte directo a la Directora General *Downstream*, Directores Generales Corporativos y Directores Corporativos con reporte directo al CEO y Director Corporativo Económico Fiscal. El Comité Ejecutivo *Downstream*, es el responsable de las decisiones de alto nivel en el negocio de *Downstream*.

El nuevo esquema organizativo tiene entre otros objetivos:

- Alinear la estructura organizativa con la nueva cartera de activos de Repsol. Se contempla un modelo único de compañía que tiene en consideración la diversidad y características particulares de los negocios de *Upstream* y *Downstream*.
- Dar respuesta a la mayor escala global de Repsol. La integración de Talisman aporta a Repsol una amplia presencia geográfica, lo que hace necesario adecuar su estructura y el modelo operativo de las funciones corporativas.
- Potenciar la visión de Repsol como una compañía que apuesta por los negocios sostenibles a largo plazo, el progreso tecnológico y el bienestar social.

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" y la Nota 26 "Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y Personal Directivo" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

- (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 de la Comisión de Retribuciones.
- (11) Vocal de la Comisión de Nombramientos.
- (12) Vocal de la Comisión de Retribuciones.
- (13) Presidenta de la Comisión de Sostenibilidad.
- (14) Vocal de la Comisión de Sostenibilidad.
- (15) Consejero Coordinador.
- (16) 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).

2.3. PLAN ESTRATÉGICO 2016-2020

Con la adquisición de Talisman se alcanzan los objetivos marcados en el Plan Estratégico 2012-2016:

		// Objetivos //	// Cumplimiento //	
Alto crecimiento en Upstream	• Upstream motor de crecimiento	Producción 2016 ~500 kbepd Crecimiento medio anual >7%	>25%/año ⁽¹⁾ ~650.000 bepd	✓
	• Tasa de reemplazo de reservas	Tasa de reemplazo >120%	190% (2011-2014)	✓
Maximización del beneficio en Downstream	• Maximizar el beneficio y la generación de caja	1.200 M€/año	1.300 M€/año ⁽²⁾	✓
	• Finalizado el ciclo inversor	700 M€/año	700 M€/año ⁽²⁾	✓
Remuneración competitiva para los accionistas	• Payout competitivo	Dividendo estable 1€/acción	~1€/acción/año ⁽³⁾	✓
	• Dividendo ~1€/acción		Dividendo extraordinario 2014	✓
Fortaleza financiera	• Plan autofinanciado	Autofinanciación	Mayor apalancamiento (compra de Talisman)	✓
	• Compromiso de mantenimiento del rating	Mantenimiento del rating	Alcanzado	✓

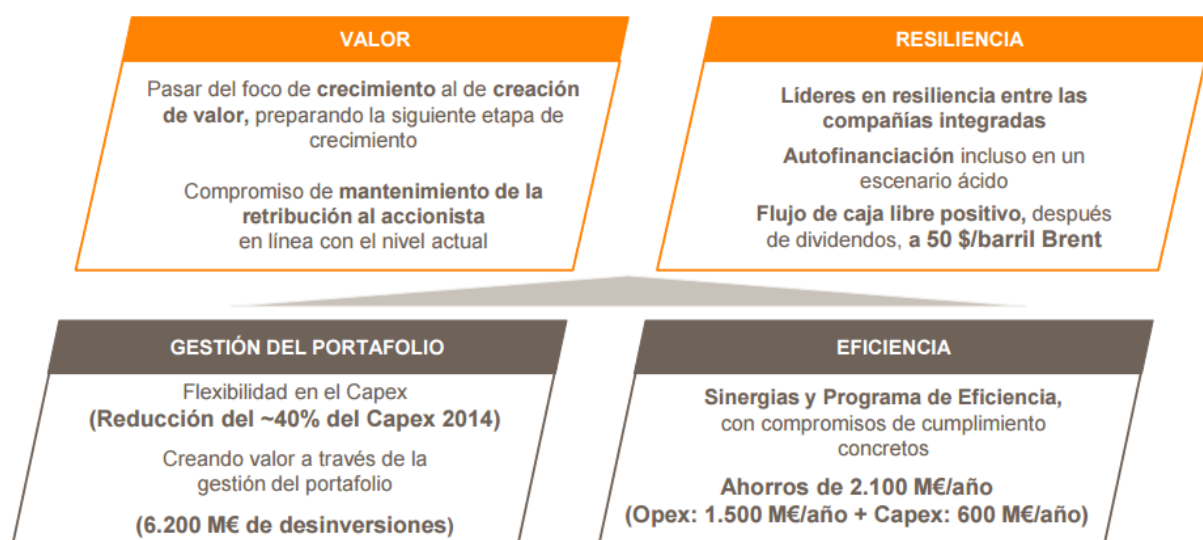
⁽¹⁾ 25% de la tasa de crecimiento compuesto anualizado (CAGR) en base a una producción de 2015 de 650 kbepd (producción media diaria de Talisman integrada para el conjunto del año). Crecimiento orgánico con CAGR del ~7% excluyendo el impacto de Libia (3% si se incluye).

⁽²⁾ Los datos de *Downstream* no incluyen cifras del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) vendido en 2013 y 2014.

⁽³⁾ Remuneración de ~1€/acción abonado anualmente a través del programa de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible". Dividendo extraordinario de 1€/acción pagado en 2014 después del acuerdo de compensación de YPF.

Tras una exitosa ejecución de la estrategia de crecimiento, la compañía cuenta ahora con una nueva escala y un perfil de Negocios mejorado, que le permitirá orientarse hacia la puesta en valor de ese crecimiento, y un mejor aprovechamiento de las oportunidades que ofrece el entorno energético.

Para lograr este objetivo de creación de valor, la compañía se focalizará en los próximos años en la gestión del Portafolio de Negocios, y en un ambicioso Programa de Eficiencia. Asimismo, la resiliencia que presenta Repsol, le permitirá resistir el entorno actual de precios bajos sin renunciar a su estrategia de valor.

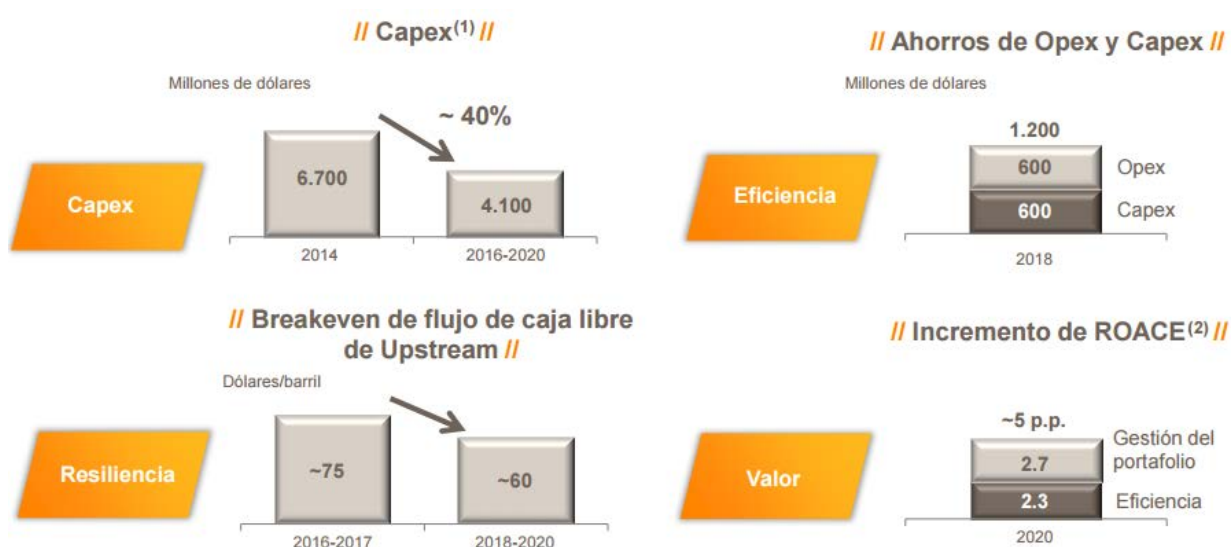


Estrategia en Upstream

Los elementos fundamentales de la estrategia en el negocio de *Upstream* son los siguientes:

- Menor intensidad inversora y mejora del valor:
 - Flexibilidad en los Capex: reducción de un 40% para el período 2016-2020.
 - Programa de Eficiencia, por un total de 1.200 M\$/año en 2018.
- Mayor resiliencia: el precio del Brent necesario para generar caja positiva en el *Upstream* disminuye hasta los 60 \$/bbl en 2018-2020.
- Foco geográfico y por tipo de play¹: Norteamérica, Latinoamérica y Sudeste Asiático, regiones clave (conjuntamente supondrán cerca del 90% de la producción).
- Gestión activa del portafolio desde el potencial actual, superior a los 900.000 bepd., hasta unos 750.000 bepd. del objetivo al final del Plan.

La mejora de las métricas del *Upstream* en 2016-2020 se traduce en los siguientes compromisos:



⁽¹⁾ CAPEX (*Capital expenditures*) o inversiones. No incluye costes de exploración G&G y G&A

⁽²⁾ Cifras de incremento de ROACE calculadas de acuerdo al escenario ácido

¹ Familia de yacimientos y/o prospectus los cuales tienen en común la misma roca, almacén, roca sello y la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y de carga.

Estrategia en Downstream

El *Downstream* tiene por objetivo generar, a través de su portfolio de activos de alta calidad, unos 1.700 millones de euros anuales de flujo de caja libre (media 2016-2020), así como incrementar el beneficio antes de intereses e impuestos (EBIT) en ~500 millones de euros al año a través de las medidas del Programa de Eficiencia y mejora del margen. La estrategia en *Downstream*, se traduce en los siguientes compromisos:



Estrategia Corporativa y perspectiva financiera

El Plan Estratégico 2016-2020 es un plan autofinanciado y que permite reducir deuda, incluso en un escenario ácido para todo el periodo.



(1) Escenario ácido: Brent = 50 \$/bbl, HH = 3,5 \$/Mbtu e indicador de margen de refino de Repsol de 6,4 \$/bbl entre 2016 y 2020.

(2) Escenario base: Brent = 65 \$/bbl y HH = 3,5 \$/Mbtu en 2016, aumentando hasta los 75 \$/bbl y 4,0 \$/Mbtu en 2017, 85 \$/bbl y 4,6 \$/Mbtu en 2018, 90 \$/bbl y 4,7 \$/Mbtu en 2019, y 91,8 \$/bbl y 4,8 \$/Mbtu en 2020, con un margen de refino constante de 6,4 \$/bbl. Dividendo de ~1€ acción abonado anualmente a través del programa "Repsol Dividendo Flexible".

(3) De las inversiones de ~23.000 M€ ~19.000 millones de euros corresponden al *Upstream* y ~4.000 millones de euros al *Downstream*.

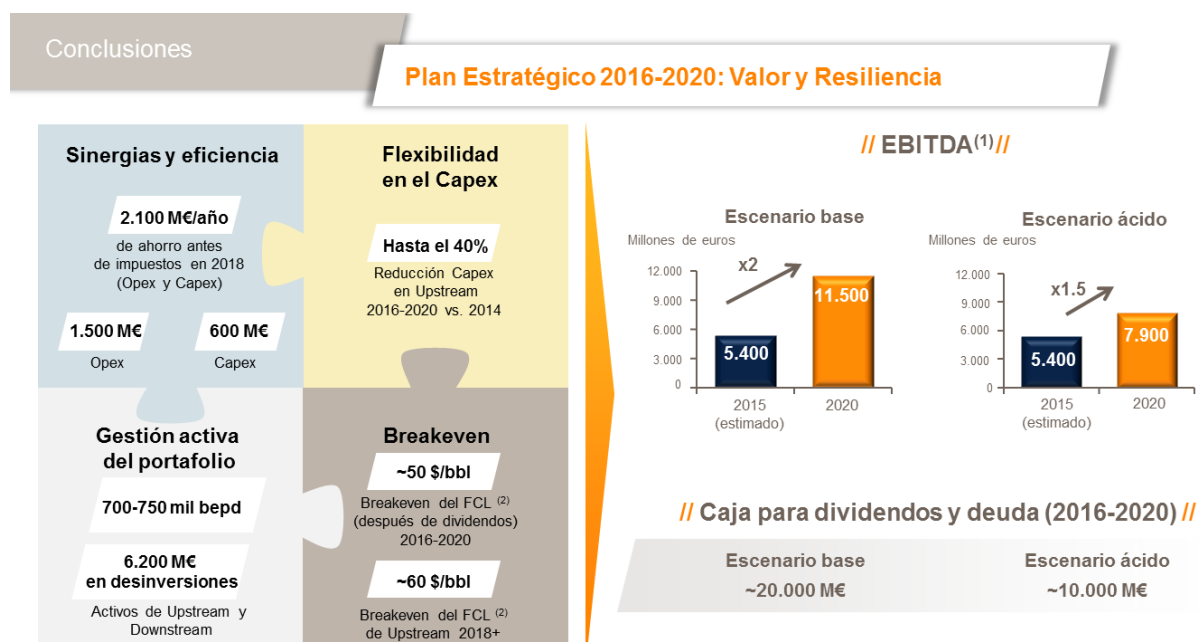
(4) Sensibilidades del Flujo de Caja Libre (acumulado a 5 años): Brent +5\$/bbl = 1.500 millones de euros; HH +0,5\$/Mbtu = 700 millones de euros; indicador de margen de refino de Repsol +1\$/bbl = 1.100 millones de euros.

Las sinergias de la integración de Talisman y el Programa de Eficiencia significarán unos ahorros equivalentes a los 422 M€/año.

Asimismo, el plan estratégico permite avanzar en la estrategia de carbono de la compañía con el Programa de Eficiencia ya en marcha, para reducir el consumo de energía en un 12% para el periodo 2014-2020 y las emisiones de CO₂ en un 13% en 2020 (respecto a los niveles de CO₂ de 2010).

La estrategia financiera ratifica los compromisos de reducción de deuda, mantenimiento del rating y de retribución al accionista en línea con el nivel actual.

La estrategia 2016-2020 de Repsol puede resumirse en los siguientes compromisos:



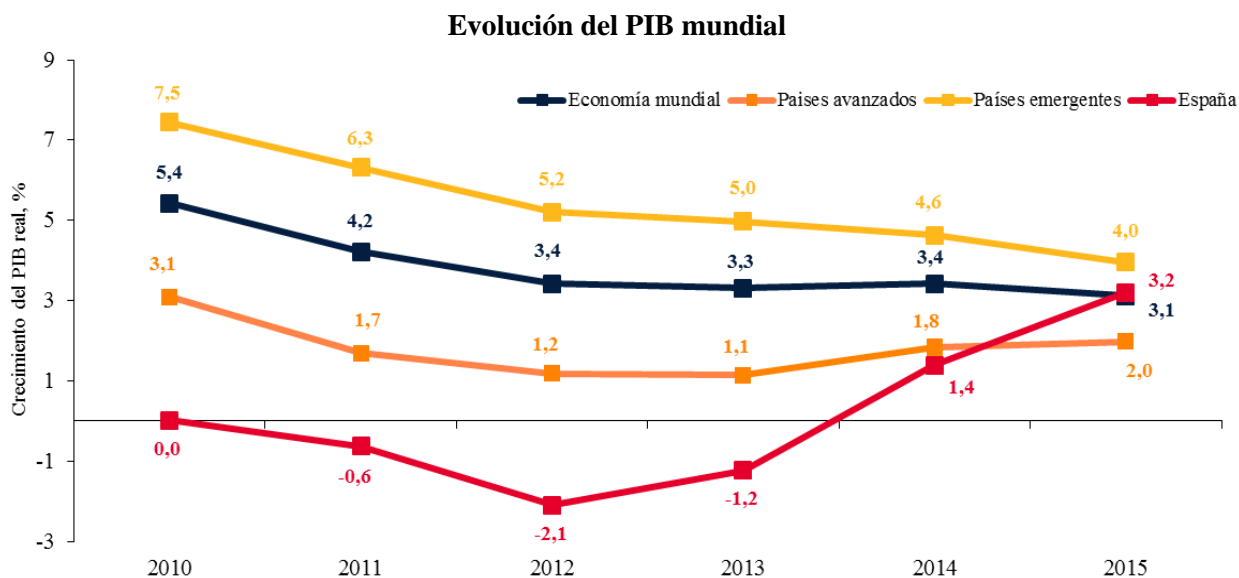
⁽¹⁾ EBITDA a CCS (coste medio de reposición de inventarios)

Desde la publicación del Plan Estratégico 2016-2020, la evolución del contexto energético está aconsejando continuar profundizando en la senda de medidas contempladas en la Estrategia del Grupo: avanzar en la consecución de sinergias y eficiencias, así como aplicar la flexibilidad de CAPEX que ofrece el portafolio a unos menores precios de crudo (ajuste adicional en la exploración, en los no-convencionales, o en algunos proyectos de inversión singulares). De esta manera, Repsol mantiene el equilibrio en el ciclo de caja a unos niveles de precio inferiores al escenario ácido inicial, y se alcanza un breakeven de flujo de caja libre de 40\$/Bbl de Brent.

3. ENTORNO MACROECONÓMICO

EVOLUCIÓN ECONÓMICA RECIENTE

En 2015 la economía mundial moderó su crecimiento, debido principalmente a la desaceleración de los países emergentes, afectados por la caída de los precios de las materias primas y la menor afluencia de capitales. Se estima que el crecimiento mundial se sitúe en 2015 en el 3,1%, 0,3p.p. (puntos porcentuales) inferior al registrado en 2014. Por su parte, las economías avanzadas han continuado su senda de recuperación, aunque con un ritmo lento.



Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI, WEO Update 2016) y Dirección de Estudios de Repsol

En Estados Unidos el crecimiento durante 2015 fue del 2,4% (según primera estimación del PIB) impulsado por el consumo privado gracias a una sostenida creación de empleo. Sin embargo, la expansión está siendo menor a la esperada a principios del año debido a la debilidad de la demanda externa y a la fortaleza del dólar. En este contexto en diciembre la Reserva Federal incrementó en 25p.b. (puntos básicos) los tipos de referencia, iniciando un proceso de normalización después de años con los tipos en el umbral mínimo de cero.

En la Zona Euro el crecimiento, aunque moderado, ha sorprendido favorablemente. Así, crecerá en torno al 1,5% en 2015 gracias a la mejora de la demanda interna apoyada en la caída de los precios del petróleo, las condiciones financieras más laxas y el cambio hacia una orientación fiscal neutra. La ausencia de presiones inflacionistas, en parte consecuencia de los bajos precios del crudo, han llevado al Banco Central Europeo (BCE) a aprobar un extenso paquete de medidas convencionales y no convencionales, que fueron extendidas en su reunión de diciembre.

La economía española está creciendo más del doble que el conjunto de la Eurozona (según el flash del PIB en el cuarto trimestre de 2015 creció un 3,5% a/a y un 3,2% en el conjunto de 2015). Los factores que explican este crecimiento diferencial son la mejora del mercado laboral y de la confianza. Además, el crecimiento económico en España muestra una composición robusta, expandiéndose no sólo el consumo e inversión, sino también las exportaciones. En los últimos años las exportaciones totales de bienes y servicios en volumen muestran un crecimiento superior al volumen del comercio internacional.

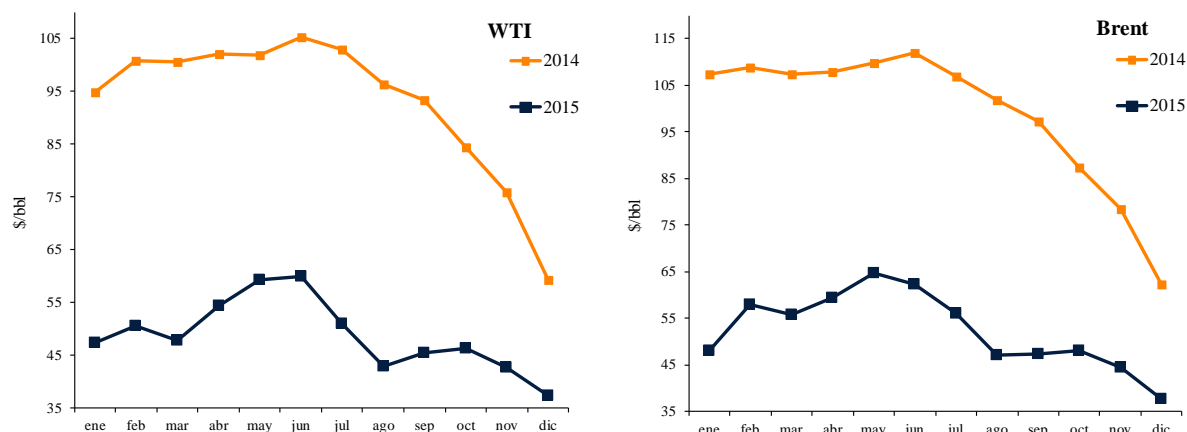
Para los países emergentes se prevé un crecimiento del 4% en 2015, lo que supondría una agudización de la tendencia descendente iniciada después de 2011 en un contexto de menores precios de exportación y condiciones financieras externas más desfavorables. La mayor debilidad de economía china ha añadido mayor incertidumbre sobre los emergentes.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Crudo - Brent

En 2015 el precio medio del crudo Brent registró una caída del 47% respecto al nivel medio de 2014, pasando de los 98,9 dólares por barril (\$/bbl) a los 52,4 \$/bbl. La principal causa de esta caída de los precios es la situación de sobre-oferta presente en el mercado, en la cual han influido tanto las dinámicas de la OPEP como de la no-OPEP.

Evolución de la cotización del barril de crudo Brent y WTI



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios Repsol.

Por el lado de la OPEP, a lo largo de 2015 el cartel ha decidido mantener su política de defensa de cuota de producción iniciada en noviembre de 2014. En media, la OPEP en su conjunto produjo cerca de 1,4 millones de barriles diarios (bl/d) por encima de las necesidades que tiene el mercado de producción de su crudo. La estrategia de la OPEP ha sido dejar actuar al mercado, esperar que los bajos precios saquen del mercado aquellos volúmenes con altos costes y sobre todo no perder cuota de mercado.

Además, la producción de los países de la no-OPEP ha caído alrededor de 600 mil bl/d en el conjunto de 2015. El nivel de esta corrección ha sido menor a la esperada, fundamentalmente debido a dos factores: i) la lenta respuesta a los bajos precios de la producción de no convencional de esquistos en EE.UU., gracias al ajuste de los costes en factores intermedios y a las ganancias de eficiencia en la producción; y ii) la entrada en producción de los proyectos, principalmente costa afuera, cuyo proceso de inversión fue anterior al inicio de la caída de los precios en junio de 2014.

En el corto y medio plazo, el principal factor determinante de la producción será la inversión, la cual históricamente se ha corregido en entornos de precios bajos, por lo que ante un escenario como el actual en el que las perspectivas de precios no son halagüeñas, parece inevitable que la oferta caiga consecuencia de la caída de la inversión.

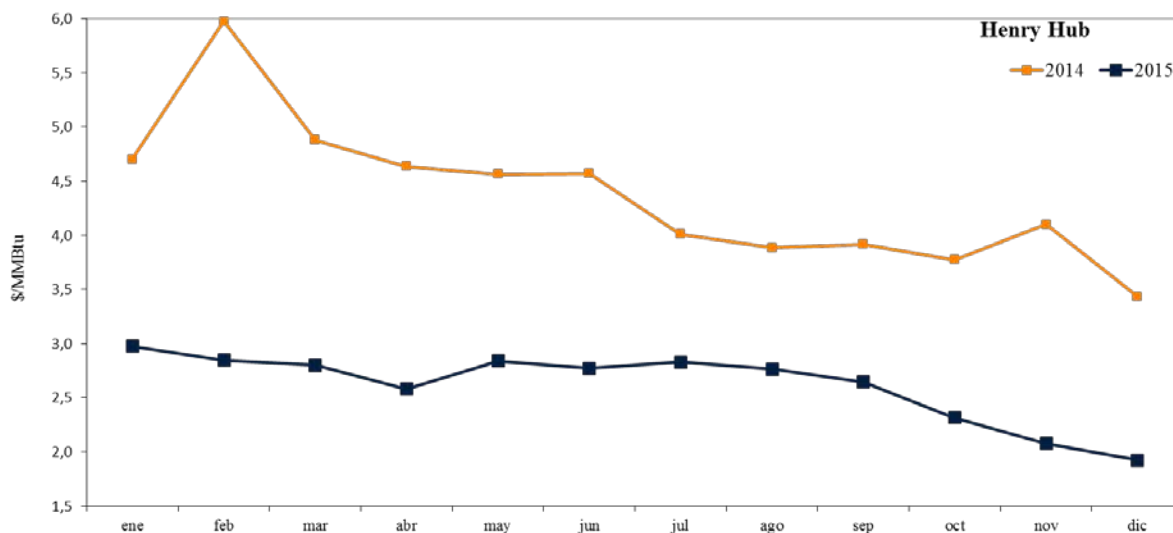
Por el lado de la demanda, el entorno de precios del crudo bajos de 2015 ha conducido a menores precios de los combustibles y a una transferencia de renta desde los países productores a los consumidores, que en conjunto han permitido que la demanda de petróleo mundial vuelva a crecer a ritmos medios históricos del 1,8%, después de tres años creciendo al 1%. Sin embargo, unas condiciones climáticas mucho más benévolas que las normales para el invierno han repercutido en una menor demanda en el cuarto trimestre de 2015.

La interacción de todos estos factores de demanda y oferta han generado una situación de sobre oferta que ha persistido a lo largo de 2015, sobre todo en la primera parte del año.

Gas Natural – Henry Hub

Por su parte, el precio spot del gas natural Henry Hub se ha mantenido en niveles muy bajos durante 2015, promediando 2,7\$/MBtu, lo que representa una caída de cerca del 40% respecto al nivel medio registrado en 2014 (4,4 \$/MBtu).

Evolución de la cotización Henry Hub



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

En general, el mercado gasista ha presentado unos fundamentos débiles marcados por una situación de sobreoferta que han dejado un nivel récord de inventarios en el último mes de 2015. A cierre del año los inventarios se encontraban en máximos, un 14% por encima del nivel registrado el año pasado y un 12% por encima de la media histórica de los últimos cinco años.

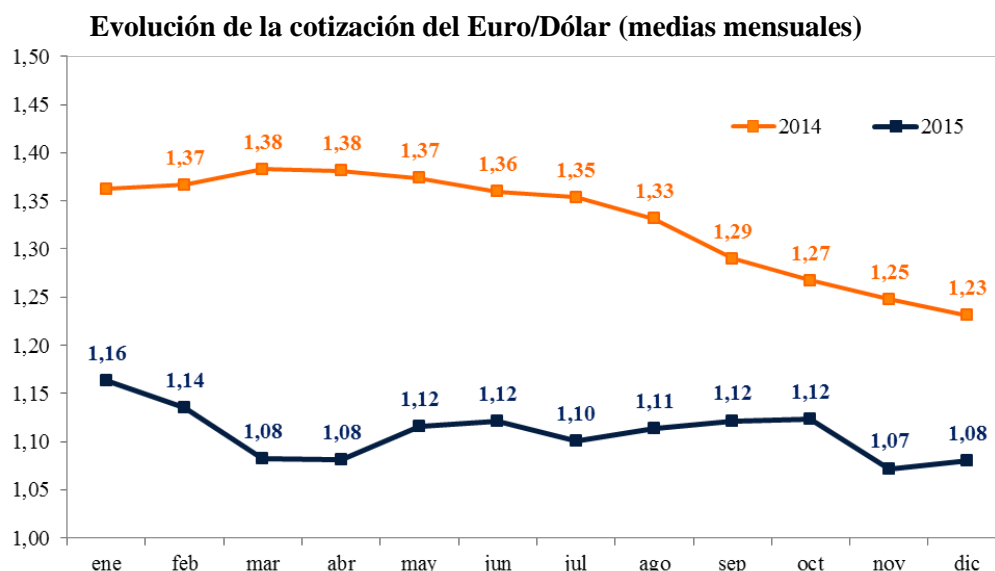
En lo que respecta a la producción, ésta ha seguido aumentando a pesar de la caída del precio y de la actividad de perforación (torres activas), impulsada en gran medida por la mayor producción de los plays de gas no convencional más importantes (Marcellus/Utica) así como por la mayor producción asociada a la producción de crudo.

Esta ha sido la tendencia generalizada a lo largo del año. Sin embargo, el crecimiento de la producción está empezando a mostrar signos de ralentización (caída en Marcellus desde septiembre, y caída en los plays más importantes para la producción de gas asociado –Eagle Ford y Bakken- desde agosto).

En lo que respecta a la demanda, en general ha presentado un comportamiento débil. Analizando por sectores: i) el residencial-comercial ha consumido menos debido a la climatología más suave; ii) el industrial se ha visto afectado por la ralentización de la actividad; y iii) en el sector eléctrico, que ha sido el motor del consumo en 2015, la mayor generación con gas debido a la retirada de plantas de carbón y la entrada en mantenimiento de las centrales nucleares se ha visto compensada por la mayor generación renovable y los bajos precios del carbón.

EVOLUCIÓN DEL TIPO DE CAMBIO

En 2015 la evolución del euro con respecto al dólar continuó la tendencia bajista iniciada en la segunda parte de 2014 ante la divergencia en el tono monetario de la Reserva Federal y del Banco Central Europeo. De todas formas, a partir del segundo trimestre del año, el euro mantuvo cierta estabilidad fluctuando en torno al nivel 1,10.



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

El primer trimestre del 2015 se caracterizó por la fortaleza del dólar tanto contra el euro como contra los emergentes. Por un lado aumentó la divergencia en política monetaria, con el BCE anunciando en enero un programa de compra de activos por 1,2 billones de euros divididos en compras mensuales de 60 mil millones hasta septiembre del 2016, mientras se descontaba que EE.UU. empezaría a aplicar una política monetaria más restrictiva. Por otro lado, los menores precios del crudo debilitaron las divisas de los exportadores de materias primas.

En los trimestres posteriores la divergencia monetaria se atenuó, pues la anticipada subida de tipos en EE.UU. se fue aplazando por el deterioro del sector exterior, que sufría los efectos de un dólar apreciado. También el mayor riesgo en emergentes aconsejaba no endurecer las condiciones monetarias.

Así, en agosto se vivió un fuerte repunte de la incertidumbre en los mercados financieros con China como origen de las preocupaciones. A una fuerte caída de los mercados bursátiles chinos se unió la decisión de las autoridades de permitir cierta depreciación del renminbi. Esta medida fue interpretada por los mercados como un reconocimiento de la debilidad de China y de los emergentes, generando fuertes salidas de capitales de estas economías.

La última parte del año ha visto un retorno en la divergencia monetaria de los principales bancos centrales. Ante unos sólidos datos de creación de empleo en EE.UU. la Reserva Federal subió los tipos de interés en diciembre, mientras que el BCE, preocupado por la baja inflación y conociendo la efectividad del programa de compra de activos, decidió ampliar hasta marzo del 2017 las compras de 60 mil millones de euros mensuales. Esta divergencia favorece la apreciación del dólar, lo que al encarecer en moneda local los precios de las materias primas, presiona a la baja al precio del crudo.

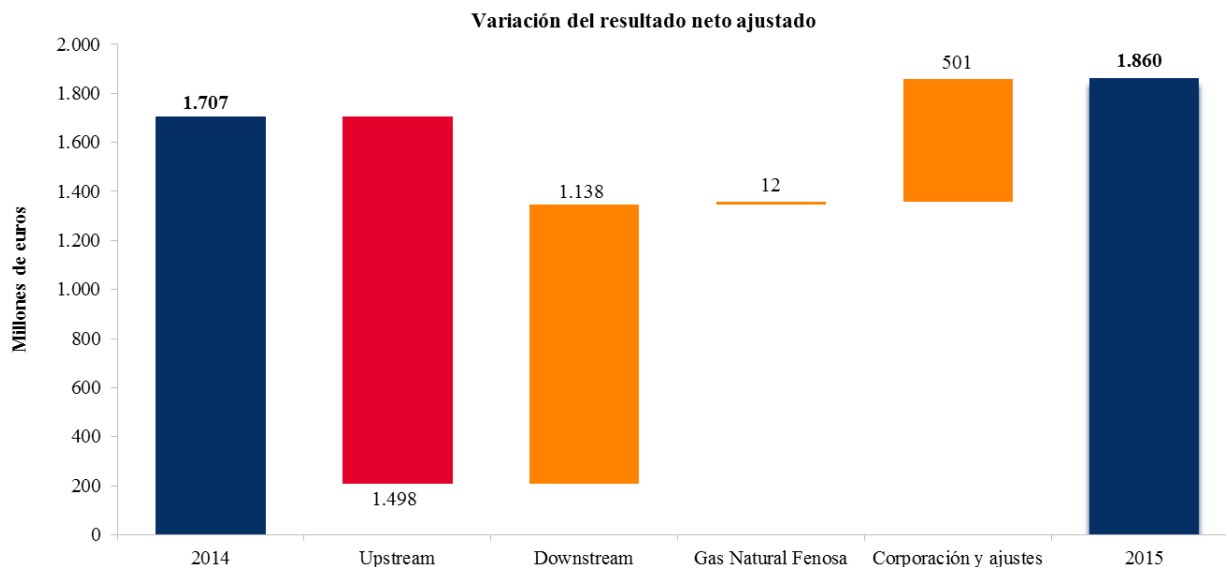
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

4.1. RESULTADOS ¹

Millones de euros	2015	2014	Variación
Upstream	(909)	589	(1.498)
Downstream	2.150	1.012	1.138
Gas Natural Fenosa	453	441	12
Corporación	166	(335)	501
Resultado neto ajustado	1.860	1.707	153
Efecto patrimonial	(459)	(606)	147
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)	(2.542)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597	(597)
Resultado neto	(1.227)	1.612	(2.839)

El entorno macroeconómico ha influido de manera decisiva en la evolución de los resultados del ejercicio 2015, fundamentalmente por la prolongada caída de los precios del crudo y del gas y la volatilidad de los mercados financieros.

El **Resultado Neto Ajustado** del ejercicio 2015 ha ascendido a 1.860 millones de euros, un 9% superior al del mismo periodo de 2014. Los menores resultados de *Upstream*, por la caída de los precios del crudo y gas, se han visto compensados por los mejores resultados de *Downstream*, especialmente en los negocios industriales, reafirmando las ventajas del modelo de Repsol como compañía integrada, y de la *Corporación*, por la mejora del resultado financiero por el impacto de la apreciación del dólar sobre las posiciones en esta divisa. Este resultado incorpora el de las operaciones de Talisman desde la fecha de su adquisición por Repsol (8 de mayo).



El EBITDA ha ascendido a 4.317 millones de euros frente a 3.800 millones de euros en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 14% impulsado fundamentalmente por los negocios industriales *Downstream* y apoyado por la aportación de Talisman.

¹ Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al 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 2015. En el Anexo III de dicho documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE, que se completa con las conciliaciones que se presentan en el Anexo I de este Informe de Gestión.

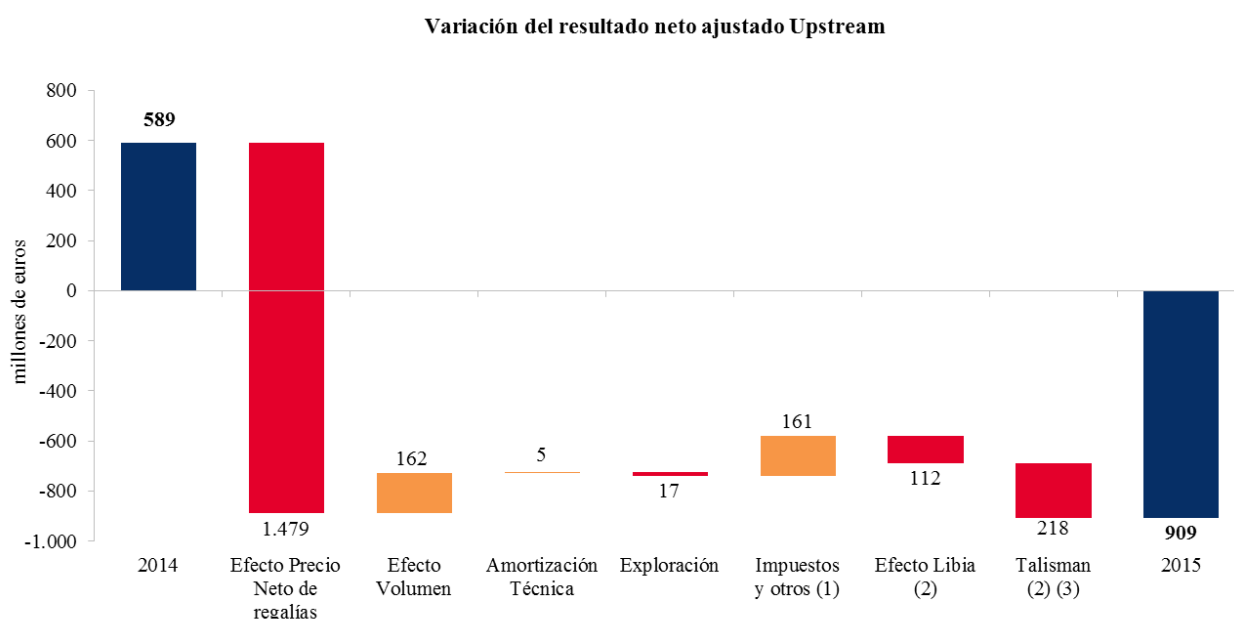
Upstream

El resultado neto ajustado en *Upstream* en el ejercicio 2015 ha sido -909 millones de euros, frente a los 589 millones de euros del mismo período de 2014.

La producción ha aumentado un 57%, hasta alcanzar una media en el año de 559 Kbp/d (698 Kbp/d en el cuarto trimestre), principalmente por la contribución de los activos de Talisman (202 Kbp/d), por la entrada en producción de nuevos pozos en Sapinhoá (Brasil) y por el inicio de la producción en Cardón IV (Venezuela). Todo ello pese al descenso de la producción en Trinidad & Tobago, por incidencias operativas y paradas en los campos, y por la ausencia de producción en Libia por problemas de seguridad en el país.

A pesar del aumento de la producción, el resultado neto ajustado de *Upstream* en el período presenta un importante descenso en comparación con el del año anterior. Ese menor resultado se explica principalmente por la reducción en los precios de realización del crudo y gas (43% y 27% respectivamente). También hay que destacar el impacto negativo en el gasto por impuesto sobre sociedades de la devaluación de varias monedas locales (Brasil y Colombia principalmente). Adicionalmente, se produce un ligero aumento de los costes exploratorios como consecuencia de los gastos por sondeos, principalmente en Angola, Noruega, Perú, Rumanía y Estados Unidos.

A continuación se presenta la evolución del resultado neto ajustado de *Upstream*:



(1) Incluye fundamentalmente el gasto por impuesto y el efecto de tipo de cambio.

(2) Resultado Neto Ajustado.

(3) Véase en el apartado 4 en "Cuestiones destacables del período".

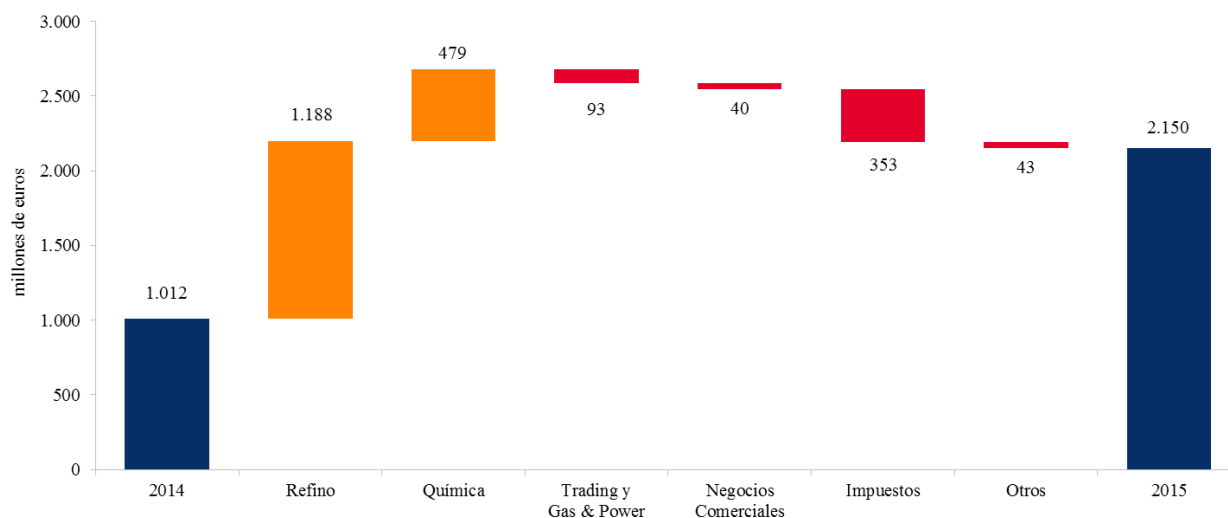
El EBITDA asciende a 1.512 millones de euros, que incluye el obtenido desde 8 de mayo por Talisman (638 millones de euros).

Las inversiones netas de explotación ascienden a 11.270 millones de euros, de los cuales 8.005 millones de euros se corresponden con el precio pagado por la adquisición de Talisman. Si excluimos este efecto, junto con las inversiones realizadas desde el 8 de mayo por Talisman, las inversiones de explotación en dólares disminuyen un 22% respecto a las de 2014.

En el periodo se ha concluido la perforación de 19 sondeos exploratorios y 13 sondeos de delineamiento/*appraisal*. De ellos, 16 han tenido resultado positivo, 13 negativo (todos ellos exploratorios) y 3 siguen en evaluación.

Downstream

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el ejercicio de 2015 ha sido de 2.150 millones de euros, lo que supone un aumento del 113% con respecto al mismo periodo de 2014.



Este incremento obedece principalmente a:

- En el negocio de Refino, la mejora de márgenes y el aumento de los volúmenes producidos (10%) y de los productos petrolíferos vendidos. La mejora de los márgenes (el indicador del margen en España ha sido de 8,5 \$/bbl frente a 4,1 \$/bbl en 2014) determinada favorablemente por los menores costes energéticos, el fortalecimiento de los diferenciales de los productos y por la apertura de los diferenciales entre crudos pesados y ligeros. La variación del tipo de cambio \$/€ contribuye a la mejora de resultados.
- Los mejores márgenes en el negocio de Química impulsados por un mejor entorno internacional, junto con un incremento en el volumen de ventas (6%), menores incidencias operativas y mayor impacto de las mejoras de eficiencia.
- Menores resultados en *Gas & Power*, pese a los mayores volúmenes de ventas, por disminución de márgenes principalmente por la caída de los precios de mercado, compensados parcialmente por los mejores resultados de *Trading*.
- Menores resultados en los Negocios Comerciales afectados principalmente por la disminución en los resultados en los negocios de GLP, compensado parcialmente por los mejores resultados en los negocios de lubricantes, asfaltos y especialidades. En *Marketing* los resultados se mantienen en línea con el ejercicio anterior.

Estos resultados siguen demostrando la calidad de los activos del Grupo y han permitido mantener a Repsol en posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de márgenes de los negocios industriales y comerciales.

El EBITDA asciende a 3.092 millones de euros, un 141% superior al de 2014. Las inversiones de explotación ascienden a 942 millones de euros, un 34% superiores a 2014.

Gas Natural Fenosa

Respecto a Gas Natural Fenosa, el resultado neto ajustado en 2015 ha sido de 453 millones de euros, frente a los 441 millones de 2014. Este aumento obedece a la incorporación de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) el 30 de noviembre de 2014 y al mejor comportamiento de los negocios en Latinoamérica, compensado en parte por el peor comportamiento de la comercialización mayorista de gas y del negocio de comercialización eléctrica en España y por los efectos de los resultados extraordinarios obtenidos en 2014 (venta del negocio de telecomunicaciones, deterioro de la planta de Damietta en Egipto y efecto de la reforma fiscal en España).

Corporación y ajustes

En el ejercicio 2015 se registró un resultado neto ajustado positivo de 166 millones de euros, lo que supone una mejora frente a los 335 millones de euros del mismo periodo de 2014. Esta variación se explica principalmente por los mejores resultados financieros por el efecto de tipo de cambio sobre las posiciones en dólares, que compensan los mayores gastos financieros y corporativos por la incorporación de Talisman desde su adquisición el 8 de mayo.

Resultado Neto

Al Resultado Neto Ajustado (1.860 millones de euros) hay que añadir los efectos derivados de:

- *Efecto patrimonial* (-459 millones de euros): este efecto es consecuencia del descenso en los precios del crudo y está asociado a la valoración del crudo y de los productos a Coste Medio Ponderado (MIFO) en lugar de a Coste de Reposición (CCS) y refleja el impacto negativo del prolongado descenso del precio del crudo. Con todo, el efecto patrimonial mejora respecto al del año anterior en un 24%.
- *Resultado no recurrente* (-2.628 millones de euros): en 2015 incluye principalmente las provisiones por deterioro y saneamientos de activos (2.957 millones de euros después de impuestos), compensado parcialmente con las plusvalías netas por desinversiones realizadas en el periodo (376 millones de euros, que corresponden a CLH 293 millones de euros, licencias exploratorias en Canadá 45 millones de euros y activos de gas canalizado 38 millones de euros), y por la recompra de bonos de Talisman (155 millones de euros).
- *Resultado de operaciones interrumpidas*: en 2014 incluía el impacto positivo por la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (319 millones de euros) y los resultados asociados a la expropiación de YPF, S.A.

Como consecuencia de la evolución de estos resultados, el Resultado Neto del Grupo en 2015 ha sido de -1.227 millones de euros. El importante descenso frente al resultado neto de 2014 (1.612 millones de euros), se explica por los deterioros tan significativos reconocidos en 2015 y por las menores plusvalías por desinversiones en 2015 respecto de 2014.

Indicadores de rentabilidad

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2015 y 2014:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2015	31/12/2014
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽¹⁾ (%)	3,1	4,4
Beneficio por acción (€/acción)	(0,87)	1,12

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

CUESTIONES DESTACABLES DEL PERÍODO

Deterioros, saneamientos de activos y otras provisiones

La actual situación de los mercados, marcada por la elevada volatilidad y bajos precios del crudo, ha hecho necesario revisar el valor de los activos. Por esto, se han registrado provisiones por deterioro y saneamientos extraordinarios al cierre, cuyo desglose por segmento de negocio es el siguiente:

<i>(Millones de euros)</i>	31.12.2015
Upstream	3.669
Activos productivos y en desarrollo	2.933
Activos exploratorios ⁽¹⁾	736
Downstream	438
Corporación	46
TOTAL antes de impuestos	4.153
TOTAL después de impuestos	2.957

⁽¹⁾ No incluye bonos y sondeos negativos amortizados en el transcurso normal de las operaciones, reconocidos como costes de exploración dentro del Resultado Neto Ajustado de *Upstream*.

En el segmento *Upstream*, los deterioros obedecen a la evaluación de la recuperabilidad del valor de los activos conforme a hipótesis (fundamentalmente, sendas o curvas de precios futuros) más prudentes y alineadas con la actual visión del mercado. Las provisiones correspondientes por tanto, se ajustarán en ejercicios futuros a las condiciones de mercado y, si estas mejoran, serían revertidas.

Los principales deterioros del segmento *Upstream* (antes de impuestos) corresponden a:

a) Activos productivos y en desarrollo:

Deterioros antes de impuestos	Millones de euros
Norteamérica	1.073
Sudeste Asiático	553
Latinoamérica ⁽¹⁾	924
Europa y Norte de África	383
TOTAL	2.933

⁽¹⁾ Deterioros calculados según criterio de reporting del Grupo.

b) Activos exploratorios:

- Sondeos exploratorios por 320 millones de euros antes de impuestos, fundamentalmente en EE.UU y Angola, y en menor medida en Libia, Malasia y Brasil.
- Bonos exploratorios por 242 millones de euros antes de impuestos, principalmente en EE.UU y Angola, y en menor medida en Indonesia.
- Provisiones por contratos onerosos relacionados con la actividad de exploración (principalmente plataformas para la perforación *offshore*) por importe de 174 millones de euros.

En el segmento *Downstream*, se ha registrado un deterioro antes de impuestos de 362 millones de euros (neto de la reversión de la provisión de onerosidad) por el negocio de *Gas & Power* en Norteamérica (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas en Norteamérica) debido a la evolución prevista de los volúmenes, de los precios y de los márgenes del gas.

Para más información en relación los deterioros reconocidos en el periodo, véase las Notas 14 y 22 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

Primera consolidación de Talisman en los Estados financieros consolidados del Grupo Repsol

La adquisición de Talisman ha supuesto una inversión de 8.005 millones de euros, correspondientes al precio de compra del 100% de sus acciones ordinarias (8.289 millones de dólares americanos) y de sus acciones preferentes (201 millones de dólares canadienses), así como al efecto derivado de la cobertura del riesgo de tipo de cambio en el precio de compra.

De acuerdo con lo establecido en la normativa contable, la primera consolidación de los activos y pasivos de Talisman en los Estados financieros del Grupo Repsol se ha hecho por su valor razonable a la fecha de adquisición (8 de mayo).

Como resultado de esa valoración, se han integrado activos por valor de 20.546 millones de euros, que incluyen un fondo de comercio de 2.510 millones de euros, junto con unos pasivos de 12.541 millones de euros. El fondo de comercio, que incluye los impuestos diferidos registrados como consecuencia de la revalorización contable de los activos adquiridos, está sobradamente justificado por las sinergias que se esperan materializar como consecuencia de la integración.

Valoración de activos y pasivos	Millones de euros
Negocios de <i>Upstream</i>	14.356
Otros activos y pasivos netos	(4.754)
Deuda financiera ⁽¹⁾	(4.107)
Fondo de comercio	2.510

⁽¹⁾ La deuda financiera calculada sin considerar la deuda de aquellas compañías integradas por el método de la participación. La deuda financiera elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo en el momento de adquisición ascendía a 3.499 millones de euros y ha sido objeto de recompra parcial en el mes de diciembre por importe de 1.699 millones de euros tras la recompra de bonos de TLM.

La valoración realizada ha sido contrastada con dos informes de valoradores independientes de reconocido prestigio.

Resultados aportados por Talisman

En los resultados del Grupo Repsol se incluyen los resultados obtenidos por los negocios de Talisman desde 8 de mayo de 2015. De acuerdo con el modelo de reporting por segmentos de negocio del Grupo, los resultados de Talisman se distribuyen de la siguiente manera:

	Millones de euros
Upstream	(218)
Corporación	(160)
Resultado neto ajustado	(378)
Resultados no recurrentes ⁽¹⁾	(1.007)
Resultado neto	(1.385)

⁽¹⁾ Los resultados no recurrentes de Talisman, incluyen principalmente los deterioros de activos TLM.

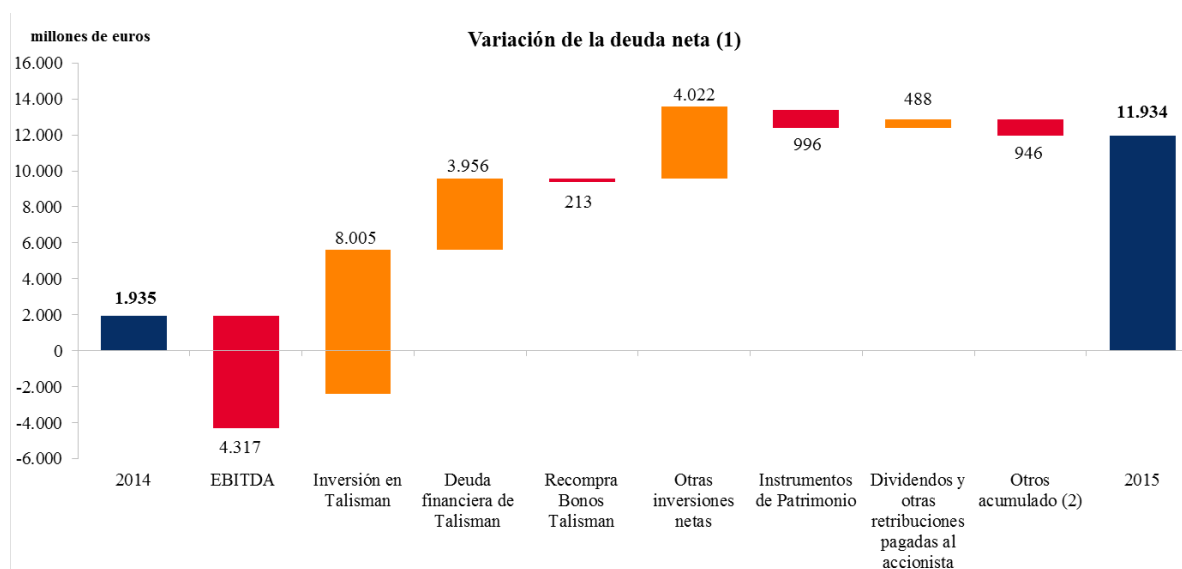
Para más información en relación a la combinación de negocios de Talisman, ver Nota 4.1 de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2015.

4.2. SITUACIÓN FINANCIERA ¹

Durante 2015 la situación financiera de Repsol se ha visto influida por la adquisición de Talisman y el consiguiente aumento del endeudamiento, que no ha supuesto una modificación de la calificación crediticia de Repsol. Por otro lado, se han completado dos operaciones relevantes que han supuesto una mejora de la estructura financiera, por un lado la emisión de bonos subordinados, y por otro, la cancelación de parte de los bonos de Talisman.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2015 asciende a 11.934 millones de euros frente a los 1.935 millones de euros a 31 de diciembre de 2014. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2015:



(1) Véase el Anexo I dónde se describe la composición de la deuda neta, y su reconciliación con los estados financieros NIIF.

(2) Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial.

Las principales operaciones financieras realizadas durante el ejercicio 2015 ² han sido:

Emisiones de bonos

Fecha	Concepto	Entidad emisora	Moneda	Nominal (millones)	Cupón	Precio de emisión	Vencimiento
Marzo	Emisión	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.000	4,500% ⁽¹⁾	100,00%	60 años
Marzo	Emisión	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.000	3,875% ⁽²⁾	100,00%	Perpetuo
Diciembre	Emisión ⁽³⁾	Repsol International Finance B.V.	Euros	600	2,125%	99,90%	5 años

(1) Los bonos devengarán un cupón fijo anual del 4,5% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2025 (inclusive), pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016; y, a partir del 25 de marzo de 2025 (inclusive), un cupón fijo anual igual al tipo swap a 10 años aplicable más un margen.

(2) Los bonos devengarán un cupón fijo anual del 3,875% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021 (inclusive), pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016; y, a partir del 25 de marzo de 2021 (inclusive), un cupón fijo anual igual al tipo swap a 6 años aplicable más un margen.

(3) Emisión al amparo del Programa de bonos a medio plazo (European Medium Term Notes "EMTN") garantizadas por Repsol, S.A. que permite emitir hasta un principal total de 10.000 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 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 2015. En el Anexo I de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

² RIF mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 5 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros. Asimismo, Talisman Energy Inc. mantiene un Programa de U.S. Commercial Paper (USCP), formalizado en Octubre de 2011, por importe máximo de 1.000 millones de dólares.

Reembolsos o recompras de bonos

Fecha	Concepto	Entidad emisora	Moneda	Nominal reembolsado / Nominal recomprado (millones de euros)	Cupón
Mayo	Reembolso	Talisman Energy Inc.	Dólares	375	5,13%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	127	7,75%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	243	7,25%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	27	5,75%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	360	5,85%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	468	6,25%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	474	5,50%

Para más información véase la Nota 15 “Pasivos financieros” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

El vencimiento de la deuda bruta al cierre del ejercicio es el siguiente:

Deuda bruta ⁽¹⁾⁽²⁾ (Millones de euros)		Vencimiento bonos ⁽¹⁾ emitidos a 31 de diciembre de 2015				
		Ejercicio	Moneda	Nominal	%	Vence
Vencimiento 2016	4.253	2016	€	850 ⁽³⁾	4,25	feb-16
			\$	150 ⁽⁴⁾	8,50	mar-16
Vencimiento 2017	1.599	2017	€	886 ⁽³⁾	4,75	feb-17
			£	250 ⁽⁴⁾	6,63	dic-17
Vencimiento 2018	998	2018	€	750 ⁽³⁾	4,38	feb-18
		2019	€	1.000 ⁽³⁾	4,88	feb-19
Vencimiento 2019	1.897		\$	573 ⁽⁴⁾	7,75	jun-19
		2020	€	1.200 ⁽³⁾	2,63	may-20
Vencimiento 2020	2.017		€	600 ⁽³⁾	2,13	dic-20
			\$	600 ⁽⁴⁾	3,75	feb-21
Vencimiento 2021 y siguientes	4.115		€	1.000 ⁽³⁾	3,63	oct-21
			€	500 ⁽³⁾	2,25	dic-26
TOTAL	14.879	2021 y siguientes	\$	57 ⁽⁴⁾	7,25	oct-27
			\$	98 ⁽⁴⁾	5,75	may-35
			\$	140 ⁽⁴⁾	5,85	feb-37
			\$	132 ⁽⁴⁾	6,25	feb-38
			\$	126 ⁽⁴⁾	5,50	may-42
			€	1.000 ⁽⁵⁾	4,50 ⁽⁶⁾	mar-75

⁽¹⁾ No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por Repsol International Finance, B.V (RIF) el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye derivados de tipos de cambio e intereses.

⁽³⁾ Emisiones de RIF al amparo del programa de bonos a medio plazo “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme (EMTNs)” garantizado por Repsol S.A.

⁽⁴⁾ Emisiones realizadas a través de Talisman Energy Inc. al amparo de los programas de emisión universal de deuda “Universal Shelf Prospectus” y el programa de emisión de bonos a medio plazo “Medium-Term Note Shelf Prospectus” en Estados Unidos y Canadá, respectivamente.

⁽⁵⁾ Bono subordinado y vencimiento a 60 años emitido por RIF y garantizado por Repsol S.A.

⁽⁶⁾ Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

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 cuatro próximos años y cubren el 61% de su deuda bruta. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 6.360 y 3.312 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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	2015	2014
Deuda financiera neta (millones de euros)	11.934	1.935
Deuda financiera neta / capital empleado total (%)	29%	6,4%
EBITDA / Deuda financiera neta (x veces)	0,36	2,0

Para más información, véase la Nota 16 “Gestión de *riesgos financieros y del capital*” de las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

Calificación crediticia

A fecha de formulación del documento, 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	
	Repsol, S.A.	Talisman Energy Inc	Repsol, S.A.	Talisman Energy Inc	Repsol, S.A.	Talisman Energy Inc
Largo	BBB-	BBB-	Baa2	Baa3	BBB	BBB-
Corto	A-3	A-3	P-2	P-3	F-3	F-3
Perspectiva	Vigilancia Negativa	Vigilancia Negativa	Revisión Negativa	Revisión Negativa	Estable	Estable
Fecha última modificación	01/02/2016	01/02/2016	22/01/2016	22/01/2016	22/12/2014	26/09/2014

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante 2015 se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias de reducida relevancia. Para más información véase la Nota 13 “*Patrimonio Neto*” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

Periodo medio de pago a proveedores

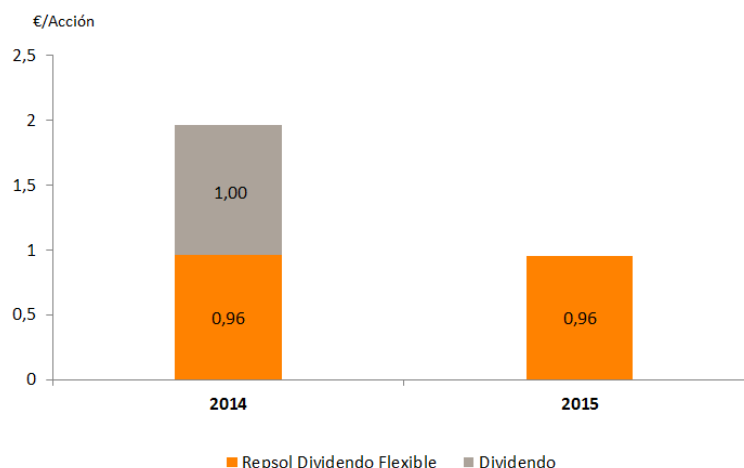
El periodo medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo en 2015 ha sido de 29 días, plazo por debajo del máximo legal de 60 días establecido en la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014), por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales. Para más información véase la Nota 19 “*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

4.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene la intención de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien no cuenta formalmente con 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 2015 y 2014, derivada de los dividendos y del programa “Repsol Dividendo Flexible”, es la siguiente:



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 abonó durante 2014 un importe total de 1.712 millones de euros a los accionistas y les entregó 47.800.482 acciones nuevas, por un importe equivalente de 876 millones de euros.

La retribución de 0,96 €/acción en el ejercicio 2015 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 2015 (0,472 y 0,484 euros brutos por derecho, respectivamente), en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*”. Repsol ha pagado durante el 2015 un importe bruto total de 488 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 50.088.670 acciones nuevas, por un importe equivalente de 814 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

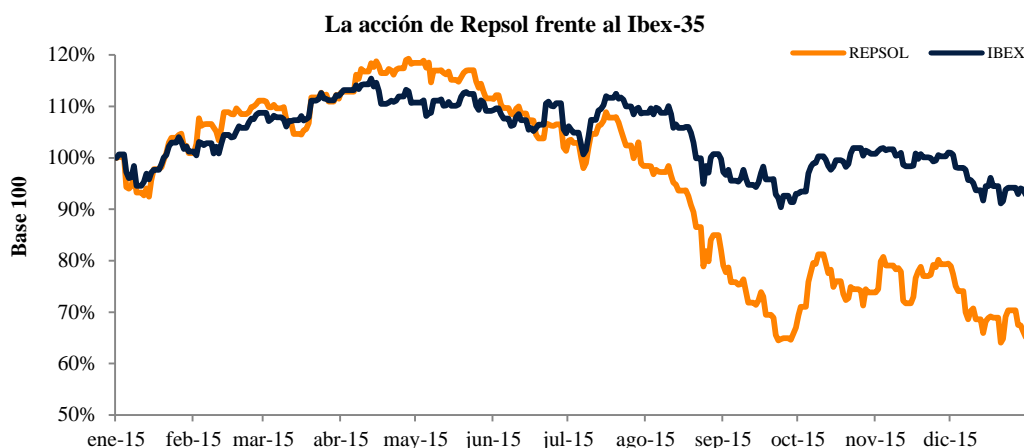
Asimismo, en enero de 2016 en el marco del programa “*Repsol dividendo flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2015, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 228 millones de euros (0,466 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 41.422.248 acciones, por un importe equivalente de 425 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,30 euros por acción.

Para información adicional sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “Repsol Dividendo Flexible”, véase los apartados “13.1 Capital social” y “13.6 Retribución al accionista” de la Nota 13 “Patrimonio Neto” de las cuentas anuales consolidadas correspondiente al ejercicio 2015.

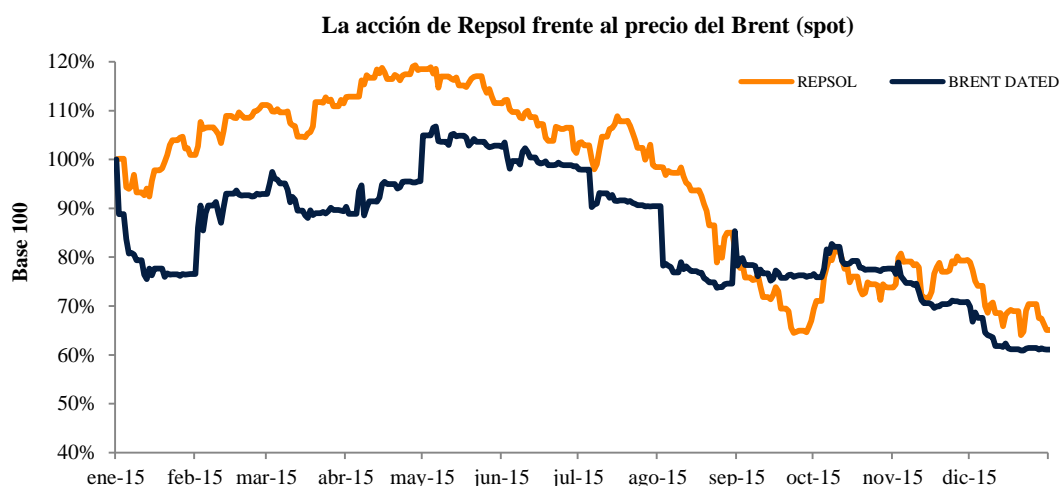
Nuestra acción

Durante el ejercicio 2015 el comportamiento de los principales mercados europeos ha estado marcado por la volatilidad, debido principalmente a la incertidumbre asociada al entorno macroeconómico y al pronunciado descenso en los precios de referencia de los hidrocarburos. La acción de Repsol se comportó en línea con el Ibex-35 durante el primer semestre del ejercicio, distanciándose del índice en la segunda parte del año y en línea con el resto del sector petrolero.



Nota: Fuente Bloomberg

El desplome en el precio del crudo ha hecho que las principales empresas del sector petrolero europeo y americano hayan sufrido caídas generalizadas en bolsa en 2015. El crudo Brent de referencia ha alcanzado valores por debajo de los 40 dólares por barril en la segunda mitad del año. Para hacer frente a este entorno adverso, Repsol se apoyará en el nuevo Plan Estratégico 2016-2020 que se fundamenta en la creación de valor y resiliencia en el actual entorno de precios.



Nota: Fuente Bloomberg. Precio de Crudo Brent "spot".

La acción de Repsol se ha comportado de manera análoga a sus comparables europeos durante la primera parte del año, aunque se distanció de la media del sector durante el segundo semestre. El peor comportamiento relativo del Ibex 35 frente a otros índices europeos influyó también negativamente en el la cotización de Repsol.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2015 y 2014 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2015	2014
Retribución al accionista (€/acción) ⁽¹⁾	0,96	1,96
Cotización al cierre del ejercicio ⁽²⁾ (euros)	10,12	15,55
Cotización media del ejercicio (euros)	14,77	18,40
Precio máximo del periodo (euros)	18,54	20,91
Precio mínimo del periodo (euros)	9,96	15,55
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.400	1.350
Capitalización bursátil al cierre del período (millones de euros) ⁽³⁾	14.172	20.990
PER ⁽⁴⁾	(11,6)	13,2
Rentabilidad por dividendo pagado ⁽⁵⁾ (%)	6,2	10,7
Valor en libros por acción ⁽⁶⁾ (euros)	19,8	20,69

⁽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

5.1.1. INFORMACIÓN RESUMIDA

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 la creación de valor con un fuerte foco en la eficiencia y la resiliencia y con un firme compromiso con la seguridad y con el medio ambiente, tal y como se recoge en el Plan Estratégico comunicado en octubre de 2015. 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

	2015	2014
Dominio minero no desarrollado Neto (Km2)	270.512	188.278
Dominio minero desarrollado Neto (Km2)	4.978	1.035
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	588	441
Reservas de gas natural (Mbep)	1.785	1.098
Ratio de reemplazo de reservas (%)	509	118
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)(\$/bep)	7,5	13,6
Producción neta de líquidos (kbb/d)	207	134
Producción neta de gas (kbep/d)	352	220
Total producción neta hidrocarburos (Kbep/d) ⁽¹⁾	559	355
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	45,2	79,6
Precio medio de realización de gas (\$/kscf)	2,8	3,8
Coste de extracción ⁽²⁾ (net lifting cost - \$/bbl)	8,6	5,3
Finding cost (media trianual) (\$/bep) ⁽³⁾	11,6	8,4

⁽¹⁾ La producción de hidrocarburos que han aportado los activos de Talisman desde el 8 de mayo ascienden a 203 Kbep/d. La aportación en el mes de diciembre de 2015 asciende a:

	Dic 2015
Producción neta de líquidos (kbb/d)	118
Producción neta de gas (kbep/d)	209
Total producción neta de hidrocarburos (Kbep/d)	327

⁽²⁾ Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta

⁽³⁾ Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración) / Descubrimientos y Extensiones

Nuestro desempeño en 2015

Millones de euros	2015	2014	Var.
EBITDA	1.512	2.667	-44%
Europa, África y Brasil	(124)	205	(160)%
Sudamérica	(27)	653	(104)%
Norteamérica	(112)	195	(157)%
Asia y Rusia	19	22	(14)%
Exploración y otros	(665)	(486)	37%
Resultado Neto Ajustado	(909)	589	(254)%
Inversiones netas de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	11.270	2.675	321%
Costes de exploración	867	734	18%
Tipo Impositivo Efectivo	(15)	50	(65)

⁽¹⁾ Inversiones brutas menos desinversiones del período.

⁽²⁾ Las inversiones brutas del período, sin tener en cuenta el precio pagado por la adquisición de Talisman, se distribuyen en 2015 de la siguiente manera:

- Inversión en desarrollo (70% del total de inversiones): EE.UU. (22%), Venezuela (19%), Trinidad y Tobago (15%), Brasil (11%), Canadá (9%), UK (6%), Bolivia (5%) y Argelia (5%).
- Inversión en exploración (25%, del total de inversiones): EE.UU. (38%), Angola (19%), Europa (15%), Brasil (7%) y Rusia (5%).

Principales acontecimientos del período

- **Campaña exploratoria:** durante 2015 se ha concluido la perforación de 19 sondeos exploratorios y 13 sondeos *appraisal*, 16 con resultado positivo (4 exploratorios y 12 *appraisal*), 13 negativos (todos ellos exploratorios) y 3 que a 31 de diciembre se encontraban en evaluación (2 exploratorios y 1 *appraisal*). Al final del año se encontraban en curso 4 sondeos exploratorios y 1 sondeo *appraisal*. Adicionalmente, el sondeo Wedan (Libia) está suspendido por causas ajenas a la operación.

- En enero se iniciaron los trabajos de perforación de desarrollo en el importante **proyecto de gas de Reggane Nord**. La duración prevista de estos trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas en 2017. 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 febrero Repsol anunció un nuevo **descubrimiento de gas en Bolivia**, en el bloque Margarita- Huacaya, con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria **Margarita-8**. Este descubrimiento supone un incremento de las reservas en el área de Caipipendi y refuerza la posición de Repsol como productor de gas en Bolivia. El bloque está ubicado en la zona sur de Bolivia y está operado por Repsol con un 37,5% de participación.
- En febrero se terminó con **resultado positivo el sondeo exploratorio K-4 en Rusia** en el bloque Karabashkiy-2. Adicionalmente en mayo se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación/*appraisal* **6-P** en el bloque Karabashkiy-1. Ambos bloques están participados al 100% por Repsol.
- El 20 de abril Repsol anunció un **nuevo descubrimiento de gas en la cuenca de Illizi**, situada en el sudeste de Argelia. El hallazgo, cuarto descubrimiento exploratorio hasta esa fecha en la zona, se produjo en el pozo exploratorio Tan **Emellel Sud-Ouest-2 (TESO-2)**, dentro del bloque Sud-Est Illizi. Repsol, con una participación del 52,5% en la fase exploratoria, es el operador del consorcio descubridor en el que también están presentes la compañía italiana Enel (27,5%) y la francesa GDF-SUEZ (20%).
- En abril, dentro de la campaña invernal de exploración y evaluación en el **North Slope de Alaska**, se terminaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación/*appraisal* (**Q-8 y Q-301**) y un sondeo exploratorio (**Q-9**). El éxito de la campaña exploratoria de este año se suma al conseguido en años anteriores.
- El 4 de mayo se anunció el **segundo descubrimiento** de gas en 2015 en el bloque **Margarita- Huacaya** en Bolivia con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria **Margarita-7**.
- El 8 de mayo se completó la **adquisición de la compañía canadiense Talisman Energy** con lo que todos los activos de esta compañía se incluyeron en el portafolio de Repsol.
- El 10 de mayo en **Reino Unido (UK)** se reinició la producción del campo Tartan, que había estado interrumpida desde el tercer trimestre de 2012. En junio en UK se reinició la producción en Piper/Tweedsmuir y Bleo Holm.
- En mayo se aprobó el proyecto de ampliación en el activo productivo **Kinabalu en Malasia**. El proyecto consiste en una nueva plataforma, líneas de conexión con las instalaciones existentes en Kinabalu y la perforación de 10 pozos productivos adicionales.
- En marzo y mayo se pusieron en producción 2 nuevos pozos **en el área Norte de Sapinhoá** con la FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) “*Cidade de Ilhabela*”. En 2016 está previsto que se alcance el plateau de producción de 150.000 barriles diarios de crudo en este área Norte del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9, en las aguas profundas Brasileñas. En el **Área Sur de Sapinhoá**, donde se alcanzó ya en 2014 el “plateau” de producción, se puso en producción en marzo de 2015 un nuevo pozo a través de la FPSO “*Cidade de São Paulo*” que tiene una capacidad de producción de 120.000 barriles diarios de crudo.
- En mayo se reinició la producción en la plataforma Montrose y en julio en Arbroath, dentro del proyecto de redesarrollo del Área de MonArb. Estos trabajos permitieron en julio el comienzo de producción del pozo Godwin.
- El 23 de junio la sociedad YPFB Andina, en la que Repsol participa en un 48,3%, anunció un importante descubrimiento de crudo en el departamento de **Santa Cruz en Bolivia** con el sondeo de evaluación **Boquerón (BQN-4)**.
- En junio se recibió el compresor Repine lo que permitió poner en producción varios pozos en el Área de Friendsville, en la cuenca de Marcellus en Estados Unidos.
- En el mes de julio se inició la producción **del mega campo de gas Perla**, en el bloque Cardón IV en Venezuela. Ya en mayo se completó con éxito la instalación de la plataforma principal de producción de **gas**. La primera fase del desarrollo del campo Perla permitió alcanzar en octubre una producción total de 150 Mscfd. En diciembre se alcanzó una producción de 500 Mscfd.
- En julio se completó la declaración de comercialidad del importante descubrimiento “*Red Emperor / CRD*” en **Vietnam**.
- En el primer semestre se acordó con la compañía COPI (Conoco Phillips Indonesia) la extensión de la duración del contrato de venta de gas proveniente del campo Corridor en **Indonesia** (“*PGN Gas Sale Agreement*”) hasta la finalización del contrato PSC del bloque.
- Se recibió la aprobación oficial por parte de las autoridades de **Indonesia** para entrar con el 51% de participación y la operación del bloque East Jabung PSC.

- En el tercer trimestre en Argelia en el bloque Sud Est Illizi se terminaron con resultado **positivo dos sondeos de evaluación / appraisal** (NDC-3 y TDE-2).
- En septiembre Repsol vendió a BG Group las licencias exploratorias sobre los bloques EL1123 (Statoil 75% y Repsol 25%), EL1125 y EL1126 (Statoil 50%, Chevron 40% y Repsol 10%) situados en Canadá obteniendo una plusvalía antes de impuestos de 60 millones de euros.
- En octubre dentro del plan de evaluación en el bloque BM-C-33 en las aguas profundas de Brasil, se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación / *appraisal* **Pão de Açúcar-1** y a finales de año también con resultado positivo un segundo sondeo de evaluación / appraisal (Pão de Açúcar-2).
- En octubre, dentro del proyecto Alaska North Slope, Repsol alcanzó un acuerdo con su socio Armstrong Oil & Gas por el cual esta compañía adquiere una participación adicional en un 15% en el área de desarrollo de Colville River Delta y un 45% en el área de exploración.
- En octubre en la cuenca de Duvernay (Canadá) se puso en producción un nuevo pozo.
- En noviembre entraron en producción 4 nuevos pozos en el área este de Eagle Ford.
- En Colombia la compañía Equion (*Joint Venture* participada en un 49% por Talisman y en un 51% por la compañía colombiana Ecopetrol) finalizó 2 pozos de desarrollo (FL Tp-12 y FR If-14).
- En noviembre se concluyó con resultado positivo el sondeo de evaluación/appraisal LPÑ-91D en Bolivia.
- En el último trimestre de 2015 finalizaron en Argelia en el bloque Sud Est Illizi dos nuevos pozos con resultado positivo (uno exploratorio y otro appraisal).
- En diciembre de 2015 Repsol acordó ceder a Statoil un 13% de la participación (manteniendo un 37%) y la operación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrum en Noruega.
- Debido a la situación de fuerte **inestabilidad en Libia** la producción en este país estuvo interrumpida durante todo el año.

5.1.2. ACTIVIDADES DEL UPSTREAM

La información contenida en este apartado puede ser complementada con la “Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos” que la compañía publica anualmente¹.

Exploración y desarrollo

Al cierre del ejercicio 2015, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 30 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 26 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 (2015)			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No desarrollado ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Europa	1.428	525	68.862	32.409
Noruega	324	92	10.676	4.608
Reino Unido	1.082	416	2.148	684
Resto de países de Europa	22	17	56.038	27.117
Latinoamérica	2.974	698	142.580	61.725
Brasil	549	36	2.736	407
Colombia	651	134	73.357	27.460
Perú	200	28	21.772	13.359
Trinidad y Tobago	180	66	7.973	3.327
Venezuela	789	189	2.200	664
Resto de países de Latinoamérica	605	245	34.542	16.508
América del Norte	5.435	2.358	44.054	24.540
Canadá	2.518	1.747	27.730	17.400
Estados Unidos	2.917	611	16.324	7.140
África	2.670	673	97.921	59.966
Asia y Oceanía	1.759	724	144.956	91.872
Indonesia	1.010	390	27.940	23.818
Malasia	414	199	8.456	4.162
Rusia	221	108	10.771	9.670
Resto países Asia y Oceanía	114	27	97.789	54.222
Total	14.266	4.978	498.373	270.512

⁽¹⁾ El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero de explotación.

⁽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.

¹ La información del año 2014 se hizo pública a través de hecho relevante a CNMV en fecha 26 de febrero de 2015 y puede ser consultada en nuestra página web. La información del año 2015 se publicará al mismo tiempo que el presente informe y podrá ser consultada, asimismo, a través de la CNMV o en nuestra página web.

	Dominio minero							
	Área bruta (km ²) ⁽¹⁾				Área neta (km ²) ⁽¹⁾			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	2.882	399	67.408	64.367	1.312	332	31.622	28.420
Noruega	853	-	10.147	11.776	411	-	4.289	3.834
Reino Unido	1.630	-	1.600	-	569	-	531	-
Resto de países de Europa	399	399	55.661	52.591	332	332	26.802	24.586
Latinoamérica	18.119	17.547	127.435	99.690	5.884	5.759	56.539	43.671
Brasil	1.185	1.185	2.100	2.100	147	147	296	296
Colombia	1.647	1.075	72.360	32.071	276	151	27.318	12.720
Perú	2.020	2.020	19.952	25.920	202	202	13.185	11.790
Trinidad y Tobago	5.579	5.579	2.574	2.574	2.363	2.363	1.030	1.030
Venezuela	2.990	2.990	-	-	853	853	-	-
Resto de países de Latinoamérica	4.698	4.698	30.449	37.025	2.043	2.043	14.710	17.835
América del Norte	16.205	10.168	33.284	21.178	6.442	919	20.456	8.393
Canadá	5.934	-	24.314	12.438	4.375	-	14.772	2.599
Estados Unidos	10.271	10.168	8.970	8.740	2.067	919	5.684	5.794
África	12.846	12.059	87.745	82.457	2.709	2.564	57.930	53.693
Asia y Oceanía	10.328	2.082	136.387	65.728	4.319	1.022	88.277	44.540
Indonesia	4.837	-	24.113	42.512	1.809	-	22.399	29.252
Malasia	2.311	-	6.559	-	1.014	-	3.347	-
Rusia	1.411	2.082	9.581	8.615	691	1.022	9.088	8.615
Resto países Asia y Oceanía	1.769	-	96.134	14.601	805	-	53.443	6.673
Total	60.380	42.255	452.259	333.420	20.666	10.596	254.824	178.717

⁽¹⁾ El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

	Pozos exploratorios ⁽¹⁾ terminados y en curso									
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	-	-	6	1	-	1	6	2	1	3
Noruega	-	-	4	1	-	1	4	2	-	-
Reino Unido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de Europa	-	-	2	-	-	-	2	-	1	3
Latinoamérica	-	1	2	3	1	2	3	6	1	2
Brasil	-	1	-	1	1	-	1	2	-	1
Colombia	-	-	-	1	-	1	-	2	1	-
Perú	-	-	2	-	-	-	2	-	-	1
Trinidad y Tobago	-	-	-	1	-	1	-	2	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de Latinoamérica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	1	1	2	1	-	1	3	3	-	2
Canadá	-	-	1	-	-	-	1	-	-	1
Estados Unidos	1	1	1	1	-	1	2	3	-	1
África	2	-	3	7	-	2	5	9	-	2
Asia y Oceanía	1	2	-	2	1	-	2	4	2	1
Indonesia	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-
Malasia	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-
Rusia	1	2	-	-	-	-	1	2	-	1
Resto países Asia y Oceanía	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-
Total	4	4	13	14	2	6	19	24	4	10

⁽¹⁾ No incluye pozo Wedan en Libia (suspendido por causas ajenas a la operación), ni incluye los sondeos de evaluación/appraisal. En 2015 se terminaron 13 sondeos de evaluación/appraisal, 12 con resultado positivo y uno en evaluación. Por otro lado se mantenía 1 sondeo de evaluación/appraisal en curso.

	Pozos de desarrollo terminados							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	4	-	-	-	-	-	4	-
Noruega	3	-	-	-	-	-	3	-
Reino Unido	1	-	-	-	-	-	1	-
Resto de países de Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	62	78	3	5	5	8	70	91
Brasil	10	9	-	-	1	-	11	9
Colombia	20	26	-	-	-	1	20	27
Perú	-	1	-	-	-	-	-	1
Trinidad y Tobago	3	5	-	-	2	2	5	7
Venezuela	22	28	2	3	-	5	24	36
Resto de países de Latinoamérica	7	9	1	2	2	-	10	11
América del Norte	282	471	1	1	16	1	299	473
Canadá	30	-	-	-	6	-	36	-
Estados Unidos	252	471	1	1	10	1	263	473
África	2	8	1	-	-	-	3	8
Asia y Oceanía	43	34	3	3	-	-	46	37
Indonesia	1	-	-	-	-	-	1	-
Malasia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rusia	42	34	2	3	-	-	44	37
Resto países Asia y Oceanía	-	-	1	-	-	-	1	-
Total	393	591	8	9	21	9	422	609

Producción

La **producción neta** media del año 2015 (559 Kbeb/d) ha sido un 58 % superior a la del 2014 (355 Kbeb/d), la producción del mes de diciembre alcanzó los 711 Kboe/d, un 95% superior a la del mismo mes del año anterior. El incremento se debe principalmente a la adquisición de los activos de Talisman el 8 de mayo de 2015. La contribución de estos activos a la producción media en 2015 fue de 203 Kbeb/d. Adicionalmente al efecto de Talisman, la producción ha sido incrementada por la puesta en marcha y la aceleración de proyectos estratégicos en Brasil, Bolivia y Venezuela (Cardón IV, con su primera extracción de gas el 25 de julio), lo que ha compensado la ausencia de producción en Libia debido a cuestiones de seguridad y una menor actividad en Trinidad y Tobago como resultado de diversas obras de mantenimiento.

	Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica						Pozos productivos por área geográfica			
	Líquidos (Mbbbl)		Gas natural (bcf)		Total (Mbeb)		Petróleo		Gas	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	9	2	7	1	10	2	231	9	2	1
Noruega	3	-	6	-	4	-	67	-	-	-
Reino Unido	5	-	1	-	5	-	154	-	1	-
Resto de países de Europa	1	2	-	1	1	2	10	-	1	1
Latinoamérica	35	27	419	412	110	101	1.130	1.113	233	199
Brasil	11	6	3	3	12	6	26	21	-	-
Colombia	4	1	10	-	6	1	414	394	17	-
Perú	4	4	52	53	13	14	-	-	27	27
Trinidad y Tobago	4	4	216	244	43	49	91	101	55	55
Venezuela	5	5	69	48	17	13	376	367	34	27
Resto de países de Latinoamérica	7	7	69	64	19	18	223	230	100	90
América del Norte	18	10	182	14	51	13	2.852	1.128	2.664	-
Canadá	5	-	48	-	14	-	1.151	-	1.593	-
Estados Unidos	13	10	134	14	37	13	1.701	1.128	1.071	-
África	3	6	16	11	5	7	86	238	78	83
Asia y Oceanía	10	4	98	14	28	6	619	379	99	8
Indonesia	1	-	63	-	12	-	89	-	55	-
Malasia	3	-	19	-	6	-	87	-	36	-
Rusia	4	4	15	14	7	6	403	379	8	8
Resto países Asia y Oceanía	2	-	1	-	3	-	40	-	-	-
Total	75	49	722	452	204	129	4.918	2.867	3.076	291

Los **precios medios de realización** de crudo y gas por área geográfica son los siguientes:

	A 31 diciembre 2015		A 31 diciembre 2014	
	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	50,92	34,36	101,75	62,66
Latinoamérica	44,02	14,53	76,27	21,65
América del Norte	44,28	11,74	91,55	27,42
África	52,51	-	97,42	-
Asia y Oceanía	42,99	27,50	47,21	9,28
Total	45,16	15,75	79,58	21,52

La siguiente tabla muestra la información de las **principales activos productivos y en desarrollo** del área de *Upstream* detalladas por países a 31 de diciembre de 2015, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

País	Principales bloques	% Repsol	Productivo (P) /En Desarrollo (D)	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
Noruega	Bloques No Operados (Brage, Brynhildg...)	10% a 33,84%	P	NO	L-G
Noruega	Bloques Operados (Gyda, Varg...)	31% a 100%	P	O	L-G
Reino Unido	TSEUK	51,00%	P	O	L-G
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,00%	P	NO	L-G
Trinidad y Tobago	TSP	70,00%	P	O	L-G
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	P	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Lapa)	15,00%	D	NO	L-G
Brasil	Albacora Leste	6%	P	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	P	O	L-G
Bolivia	Sábalo	24,46%	P	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	P	NO	L-G
Colombia	Equion	49,00%	P	O	L-G
Colombia	CPO-9 Akacias	45,00%	P / D	NO	L
Colombia	Cravo Norte	5,63%	P	NO	L
Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	P	NO	L-G
Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	P	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni & Sagari)	53,84%	P / D	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	P / D	O	G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	P	O	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	P	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	P / D	O	L
América del Norte					
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Midcontinent	9,32%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Eagle Ford	37,00%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Marcellus	83,79%	P	O	G
Canadá	Greater Edson (Wild River, Edson...)	64% a 78%	P	O	L-G
Canadá	Chauvin	65% a 69%	P	O	L-G
Canadá	Duvernay	88% a 100%	P	O	L-G
África					
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	P	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	D	O	G
Asia					
Rusia	SK	49,00%	P	O	L-G
Rusia	SNO	49,00%	P	O	L
Rusia	TNO	49,00%	P	O	L
Indonesia	Corridor	36,00%	P	NO	L-G
Malasia	PM3	35% a 41,44%	P	O	L-G
Malasia	Kinabalu	60,00%	P	O	L
Vietnam	Block 15-2/01 (HST / HSD)	60,00%	P	O	L-G
Vietnam	Block 07/03 (CRD/Red Emperor)	46,75%	D	O	L-G

Reservas

Al cierre de 2015, las **reservas probadas** de Repsol, estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema “SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System*”, referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*), ascendían a 2.373 Mbep, de los cuales 588 Mbep (25%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.785 Mbep (75%), a gas natural.

Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo	Reservas probadas	
	2015 ⁽¹⁾	2014 ⁽²⁾
Europa	51	3
América del Sur	1.480	1.311
América del Norte	520	60
África	128	125
Asia	194	40
Oceanía	-	-
TOTAL	2.373	1.539

⁽¹⁾ A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH “*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*” conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas.

⁽²⁾ Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el “SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resource Management System*” referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*) para las reservas probables y posibles.

En 2015, la **evolución de las reservas** fue positiva, con una incorporación total de 1.038 Mbep, procedentes principalmente de la adquisición de Talisman, extensiones y descubrimientos en EE.UU. y revisiones de estimaciones previas en Trinidad y Tobago y Venezuela. En 2015, 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 509% (2014 118% y 2013 275%) para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (294% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 635% en gas natural), en línea con los objetivos de largo plazo, incorporando recursos que fortalecen significativamente el crecimiento futuro. El ratio de reemplazo de reservas orgánico (excluyendo compras y ventas) alcanzó el 159% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (60% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 218% en gas natural).

5.1.3. NOVEDADES DEL PERÍODO

NORTEAMÉRICA

EE.UU

- Con la adquisición de Talisman (8 de mayo) se incorporaron dos importantes activos de *Shale Gas*, uno de gas seco (**Marcellus**) y otro con líquidos asociados al gas (**Eagle Ford**). Junto con los activos de Shenzi, Mississippian Lime y el portafolio exploratorio con importantes descubrimientos realizados (Alaska North Slope, León...) se refuerza de manera importante la posición de EE.UU como uno de los principales países estratégicos de Repsol.
 - **Marcellus Shale.** La participación de Repsol en esta área está localizada principalmente en el estado de Pennsylvania y en menor medida en el estado de Nueva York. Incluye 6 Áreas: Jackson, Friendsville, Chaffe, Columbia, Troy y Statelands. En Friendsville se completaron las instalaciones de compresión de gas lo que supuso un incremento de la producción existente. Los pozos Thorne y York 1H se pusieron en producción en junio y Bennet en el mes de noviembre.

En Pennsylvania se dispone también de un sistema de gaseoductos de aproximadamente 277 millas de longitud y ocho plantas de compresión y procesamiento de gas, con una capacidad de procesamiento de 1,5 bcf/d. En Nueva York cuenta con un sistema de gaseoductos de aproximadamente 195 millas de longitud y una capacidad de procesamiento de 125 Millones cf/d y siete plantas de compresión y procesamiento de gas.

- **Eagle Ford Shale.** El área de Eagle Ford se localiza al sudeste de Texas e incluye 7 áreas, Cooke, SM, STS, Celero, McMullen, Choke Canyon y KDB. En noviembre de 2015 entraron en producción 4 nuevos pozos en el área este de Eagle Ford. En diciembre de 2015 se anunció el acuerdo alcanzado con Statoil por el cual Repsol cede un 13% de la participación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrum en Noruega. Adicionalmente, ambas compañías acordaron que Statoil sería la compañía operadora en toda el Área de Eagle Ford. Tras la operación, Repsol pasa a tener un 37% de participación en el proyecto.
- En enero de 2015 se terminó con resultado negativo el sondeo Key Largo en la cuenca de Walkter Ridge, operado por Marathon. Repsol tiene un 40% de participación en este proyecto.
- En abril de 2015 y dentro de la campaña invernal de exploración y evaluación en el North Slope de Alaska, se terminaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación/*appraisal* (Q-8 y Q-301) y un sondeo exploratorio (Q-9).
- En septiembre se inició la perforación del primer sondeo de evaluación/*appraisal* del descubrimiento exploratorio León realizado en 2014 en las aguas ultraprofundas del Golfo de México y operado por Repsol con el 60% de participación.
- En octubre de 2015, Repsol alcanzó un acuerdo con su socio Armstrong Oil & Gas para reorganizar sus participaciones en el proyecto compartido North Slope en Alaska. Por el acuerdo de restructuración, Armstrong adquiere un 15% de participación (que se añade a su 30%) en el área de desarrollo Colville River Delta. Repsol mantiene un 55% en esta área. Adicionalmente, Armstrong tiene la opción de adquirir un 6% adicional y asumir la operación en el área de desarrollo. Armstrong además adquiere un 45% (que se añade a su 30%) y la operación en el área de exploración de la que son socios ambos. Repsol mantiene un 25% de participación en esta área exploratoria.
- En el activo productivo Shenzi (28% Repsol), en las aguas profundas del Golfo de México se pusieron en producción dos nuevos pozos, B104 y H103, en febrero y abril respectivamente, dentro del marco de los trabajos de desarrollo del Área Norte. En octubre se realizó con éxito la segunda perforación horizontal (*sidetrack*) en el pozo Shenzi North.
- En el activo de recursos no convencionales de Midcontinent, en los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, durante 2015 se produjo una menor actividad de desarrollo perforándose en torno a 230 pozos lo que supone una reducción del 45% respecto al año 2014.

Canadá

- El 8 de mayo, tras la compra de la compañía canadiense Talisman, se incluyeron en el portafolio de la compañía los importantes activos que esta compañía tenía en este país, convirtiéndose en uno de los principales países estratégicos de Repsol. Los activos que se incorporaron se encuentran en las siguientes áreas geográficas:
 - **Greater Edson.** Área con producción de crudo y gas que se concentran en Edson (Alberta) con una participación media del 75%. Engloba 6 áreas: Edson, Sundance/MedLodge, Ansell y Minehead en la zona sur y Wild River y Bigstone en la zona norte.
 - **Chauvin.** Área localizada en Alberta / Saskatchewan con producción estable de crudo pesado convencional.

- **Duvernay.** Área no madura, en su primera fase de desarrollo y evaluación, con producción de crudo y gas, se sitúa en la región del centro-oeste de Alberta. Durante 2015 continuó la campaña de perforación para la evaluación del área sur. En octubre de 2015 se inició la producción de un nuevo pozo.
- **Montney.** Talisman aportó los activos *Groundbirch* y *Saturn* en esta zona de producción de gas tras haber cedido el resto de activos en Montney.
- En febrero se terminó la perforación del sondeo Aster C-93 en el bloque EL-1110 operado por la compañía Husky, con resultado negativo.
- En septiembre de 2015 Repsol vendió a la compañía British Gas (BG) su participación en tres bloques offshore de exploración situados en la región de Newfoundland, en la costa atlántica de Canadá. En el bloque EL1123 operado por Statoil, Repsol tenía una participación del 25%, mientras que en los bloques EL1125 y EL1126 (operados por Statoil) la participación era de 10% en cada una.

LATINOAMÉRICA

Brasil

La compañía tiene en Brasil a través de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), 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 (Lapa en desarrollo) y BM-C-33.

- En 2015 (marzo y mayo) se pusieron en producción dos nuevos pozos en el área norte de Sapinhoá en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas del presalino de la cuenca de Santos en Brasil. Los pozos se conectaron a la FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) “*Cidade de Ilhabela*”, que tiene una capacidad de producción de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos de gas al día. Los trabajos de inyección de gas para incrementar la producción comenzaron en junio de 2015.

A mediados de noviembre de 2014 se puso en producción el área norte de Sapinhoá. El objetivo del plan de desarrollo de este área Norte es alcanzar en 2016 el *plateau* de producción de 150.000 barriles de crudo al día.

La producción de este crudo se inició en enero de 2013 en el área sur de Sapinhoá, en la que en marzo de 2015 se puso en producción un nuevo pozo a través de la FPSO “*Cidade de São Paulo*”, donde se alcanzó ya en 2014 el “*plateau*” de producción, con una capacidad de producción de 120.000 barriles diarios de crudo y 5 millones de metros cúbicos de gas al día.

Una vez se alcance también el *plateau* de producción en el Área Norte en 2016 la producción gross total en Sapinhoá se elevará a 270.000 barriles de crudo al día, lo que convierte a Repsol en una de las principales compañías productoras de crudo en Brasil.

Repsol Sinopec Brasil participa con un 25% en este importante proyecto, que comparte con Petrobras (45% y operador) y BG (30%).

- En el marco del proyecto de desarrollo del otro gran descubrimiento en el bloque BM-S-9, Lapa (anteriormente denominado Carioca), en 2015 se continuó con los trabajos de desarrollo del área Nordeste con el objetivo de iniciar la producción en el último trimestre de 2016. Así en agosto de 2015 se terminó la perforación del sondeo de desarrollo P-NE-02. Los buenos resultados en términos de productividad del sondeo de desarrollo Lapa 9 en el área Sur hacen recomendable impulsar también el desarrollo de esta segunda etapa del proyecto Lapa.
- En el campo en producción Albacora Leste (10% Repsol Sinopec Brasil), situado en la cuenca marina de Campos, se pusieron en producción dos nuevos pozos en febrero y octubre de 2015. En el presalino de Albacora Leste se terminó en julio de 2015 el sondeo exploratorio Arapuça con buenos resultados que a finales de 2015 se encontraba en evaluación.

- En el bloque BM-C-33, en las aguas profundas de la cuenca de Campos, en octubre de 2015 se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación / *appraisal* Pão de Açúcar-1. A finales de 2015 se terminó con resultado positivo un segundo sondeo de evaluación/*appraisal* (Pão de Açúcar-2).

Repsol ha realizado como operador cuatro importantes descubrimientos en este bloque: Seat-2 (2014), Pão de Açúcar (2012), Gávea (2011) y Seat (2010). Estos descubrimientos de manera conjunta representan uno de los mayores hallazgos realizados hasta el momento en el presalino de la cuenca de Campos. El bloque BM-C-33 está participado por Repsol Sinopec Brasil (35%), con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

En diciembre de 2015 se anunció que Repsol Sinopec Brasil (participada en un 60% por Repsol) aprobó la propuesta para que Statoil pasase a ser el operador del bloque BM-C-33. Repsol Sinopec Brasil mantendrá una participación del 35% en el proyecto.

Bolivia

- En febrero de 2015 Repsol anunció un nuevo descubrimiento de gas en Bolivia, en el bloque Margarita- Huacaya (situado en el Área de Caipipendi), con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria Margarita-8. El sondeo descubrió un nuevo reservorio de gas en la formación Santa Rosa a 5.250 metros de profundidad. Este descubrimiento supone un incremento de las reservas en el Área de Caipipendi y refuerza la posición de Repsol como productor de gas en Bolivia. El bloque está ubicado en la zona sur de Bolivia y está operado por Repsol con un 37,5% de participación. Los otros socios son BG (37,5%) y PAE (25%).

El pozo Margarita 8 forma parte del campo del mismo nombre que fue descubierto en 1998. Es parte del área de contrato Caipipendi y está ubicado en la zona sur de Bolivia, en el departamento de Tarija. También abarca territorio del departamento Chuquisaca.

- El 4 de mayo se anunció el segundo descubrimiento de gas en 2015 en el bloque Margarita- Huacaya con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria Margarita-7. Actualmente se están evaluando los positivos resultados alcanzados.
- En junio se produjo un importante descubrimiento de petróleo con el sondeo de evaluación / *appraisal* Boquerón 4 (BQN-4) en el campo Boquerón en el departamento de Santa Cruz. Este hallazgo es uno de los más significativos descubrimientos de petróleo realizados en Bolivia en los últimos años. El pozo Boquerón 4 alcanzó una profundidad total de 3.237 metros.
- En agosto se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación / *appraisal* Río Grande 102 (RGD-102) en el bloque de desarrollo Río Grande donde Repsol tiene un 48,33% de participación a través de la compañía YPF B Andina, S.A.
- En noviembre de 2015 los presidentes de Bolivia y de Repsol anunciaron la culminación de la tercera fase del proyecto Margarita-Huacaya, uno de los campos de mayor producción de gas en la historia del país andino. El proyecto alcanzó en agosto de 2015, con el inicio de la producción del pozo Margarita-8, un pico de producción récord de 19 millones de metros cúbicos de gas al día, equivalente a más del 30% de la producción de Bolivia.

La primera fase de este proyecto clave de Repsol entró en producción en mayo de 2012, con la puesta en marcha de la planta de procesamiento de gas, junto con el sistema de recolección de fluidos y gasoductos y la finalización de los pozos, la producción total de gas pasó de 3 a 9 Mm³/d en 2012. La segunda fase se inauguró en octubre de 2013, incrementándose la capacidad de procesamiento de gas a 15 Mm³/d. En 2014 se aprobó la tercera fase con el objetivo de alcanzar una producción de 18 Mm³/d a principios de 2016, objetivo que se alcanzó en febrero de 2015.

En noviembre se concluyó con resultado positivo el sondeo de evaluación/*appraisal* LPÑ-91D en el bloque de desarrollo La Peña donde Repsol tiene un 48,33% de participación a través de la compañía YPF B Andina, S.A.

Perú

- En 2015 en el bloque 57 se continuó avanzando en los trabajos encaminados al desarrollo para la puesta en producción del descubrimiento Sagari. En octubre se aprobó la Decisión Final de Inversión (FID). El otro gran descubrimiento en el bloque 57, Kinteroni, continuó produciendo con normalidad tras su puesta en producción en marzo de 2014. El bloque 57 se sitúa en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. Repsol es el operador, con el 53,84%.
- En mayo de 2015 se terminó con resultado negativo un sondeo exploratorio en el bloque 76 donde Repsol participa con el 35%. En octubre se terminó otro sondeo en el bloque 88, con una participación de Repsol del 10%, también con resultado negativo.

Venezuela

- En abril de 2015 se puso en operación la unidad hidráulica de rehabilitación de pozos "Rafael María Baralt I", en la base de operaciones de Petroquiriquire en el campo Barúa. La unidad hidráulica de rehabilitación permite realizar intervenciones a pozos para reemplazo del sistema de producción e incrementar su productividad. Las operaciones que esta unidad está llevando a cabo, van a permitir incrementar y mantener, en el corto y mediano plazo, la producción de los campos Barúa y Motatán.
- En el mes de julio de 2015 se inició la producción del megacampo de gas Perla, en el bloque Cardón IV. En agosto se inauguró la planta de tratamiento de gas. En mayo se completó con éxito la instalación de la plataforma principal de producción de gas. En septiembre se puso en producción el segundo pozo, en octubre el tercero y en noviembre el cuarto, lo que permitió alcanzar en octubre de 2015 el objetivo de producción de gas de la primera fase del desarrollo del campo con una producción total de 150 millones de pies cúbicos al día (Mscfd) y a primeros de diciembre un pico de 500 Mscfd. El objetivo de la segunda fase es elevar la producción total estable a 450 Mscfd y en las siguientes fases de desarrollo se estima que podría alcanzar una producción de hasta 800 y 1.200 Mscfd. El bloque Cardón IV está participado por Repsol y Eni al 50%.
- En Carabobo en 2015 se continuaron los trabajos de perforación e instalaciones para el desarrollo completo de este proyecto, un proyecto de crudos pesados y donde Repsol tiene una participación del 11%. En septiembre de 2015 se adjudicaron los contratos para el suministro de los materiales de largo plazo de entrega (*Long Lead Items*) de la planta de 60Kbpd. En 2012 se anunció el inicio de la producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. A finales de diciembre de 2015 estaban en producción cerca de 40 pozos productores.

Trinidad y Tobago

- Durante el año 2015 la producción en los campos *offshore* de la compañía bpTT operada por BP (70%) y en la que Repsol participa con el 30% restante, se vio parcialmente afectada por los trabajos de mantenimiento efectuados y previstos en los planes anuales de trabajos para el año.
- También en 2015 se realizaron trabajos de mantenimiento planificados en el activo productivo TSP, donde Repsol es el operador del consorcio, con una participación del 70%.
- En 2015 continuaron los trabajos de desarrollo del proyecto de gas *offshore* Juniper en bpTT. El inicio de la producción se espera para 2017.

Colombia

- El 8 de mayo se incorporaron los activos de la compañía Talisman en el portafolio de Repsol. Destaca la participación en la compañía Equion, negocio conjunto participado por Repsol en un 49% y en un 51% por la compañía colombiana Ecopetrol, que adicionalmente a los bloques incluidos participa en 3 gasoductos y está avanzando en el proyecto de expansión de Piedemonte.

En el primer semestre de 2015 la compañía Equion finalizó 2 nuevos pozos de desarrollo (FL Tp-12 y FR If-14).

Adicionalmente entre los activos incorporados destaca:

- Una participación del 45% en el bloque operado por Ecopetrol CPO-9, en el que en 2014 se anunció el descubrimiento de hidrocarburos del pozo exploratorio de Nueva Esperanza-1 y donde está en fase de desarrollo el importante campo Akacias. En el campo Akacias se trabajó en 2015 para la definición del plan de desarrollo con la intención de tomar la decisión final de inversión en 2016.
- El bloque no operado CPE-6, con un porcentaje de participación del 50%, donde se están realizando trabajos encaminados a su futura declaración de comercialidad. En diciembre de 2015 se anunció el acuerdo alcanzado con la compañía Pacific E&P para la venta de esta participación en el bloque CPE-6.

ÁFRICA

Repsol tiene presencia en el norte de África, en Argelia y Libia. Asimismo, está presente en el Continente, en Angola, Marruecos y Gabón.

Argelia

- El 8 de mayo se incorporaron al portafolio de la compañía 4 bloques de producción y desarrollo no operados provenientes de Talisman. Así, Repsol incorporó con un 35% de participación los bloques en producción Greater Menzel Lejma North y Menzel Lejma Southeast, un 2% del bloque productivo de Ourhoud y un 9% en el bloque de desarrollo EMK.
- En enero de 2015 se iniciaron los trabajos de perforación de desarrollo en el importante proyecto de gas de Reggane Nord. La prueba de producción en el primer pozo perforado (KL-39 en el campo Kahlouche) dio unos resultados muy satisfactorios, confirmando la productividad del Área.

En el segundo trimestre del año se dio un paso fundamental para la puesta en producción del proyecto Reggane. El Groupement Reggane (consorcio formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International), operador del desarrollo del proyecto, 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 los trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas en 2017 con un objetivo de producción 100% de 8 millones de m³ de gas diarios.

También en 2015 se iniciaron los trabajos de construcción de infraestructuras: plataformas de pozos, pistas de aterrizaje temporales, pistas y carreteras definitivas hasta la planta y hasta los pozos del campo de Kahlouche.

Este proyecto de gas en el Sahara argelino incluye el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouliline, y Azrafil Sudest) en la cuenca de Reggane. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%.

- En enero se incorporó de manera oficial al dominio minero de la compañía el bloque exploratorio Boughezoul donde Repsol es la compañía operadora, con una participación del 51% en la fase exploratoria (25% en la futura fase de desarrollo).
- En 2015 se terminaron cinco sondeos (dos exploratorios, TESO-2 y OTTS-1, y tres de evaluación / *appraisal*, NDC-3, TDE-2 y TDE-3) todos con resultado positivo, en el bloque Sud Est Illizi. Repsol, con una participación del 52,5% en la fase exploratoria, es el operador del bloque en el que también están presentes Enel (27,5%) y GDF SUEZ (20%). En una futura fase de desarrollo y producción la compañía estatal argelina Sonatrach contaría con una participación del 51% y el resto del consorcio mantendría el 49%, en las proporciones mencionadas.

- El 20 de abril de 2015, Repsol anunció un nuevo descubrimiento de gas en el bloque Sud Est Illizi con el sondeo exploratorio Tan Emellel Sud Ouest 2 (TESO-2). El hallazgo se une a los dos realizados en 2012 (TIHS-1 y TESO-1) y al descubrimiento de 2013 (TDE-1). En el tercer trimestre de 2015 en el bloque Sud Est Illizi se terminaron, con resultado positivo dos sondeos de evaluación / *appraisal* (NDC-3 y TDE-2). Adicionalmente en el último trimestre de 2015 finalizaron también con resultado positivo dos nuevos pozos, uno exploratorio (OTTS-1) y otro appraisal (TDE-3).

La exitosa actividad exploratoria llevada a cabo en 2015 confirma el alto potencial del bloque Sud Est Illizi.

- En 2015 en el yacimiento Tin Fouyè Tabankort (TFT) se alcanzó una producción acumulada de gas desde su inicio, equivalente a tres años del consumo total de gas natural en España. Este yacimiento de gas húmedo empezó a producir en mayo de 1999 y está operado de forma conjunta por Repsol (30%), Total (35%) y la empresa petrolera pública Sonatrach (35%).

Libia

- Debido a la situación de inestabilidad en Libia la producción en este país continuó interrumpida durante todo el año.

Angola, Gabón y Marruecos

- En Angola en 2015 se terminaron tres sondeos exploratorios con resultado negativo. Dos de ellos en el bloque 37 operado por la compañía ConocoPhillips y el tercero en el bloque 22 operado por Repsol.
- En Gabón en 2015 se adquirió una campaña de sísmica 3D marina en el bloque exploratorio Luna Muetse, donde Repsol es la compañía operadora con el 80% de participación, para evaluar el potencial del mismo.
- En Marruecos en septiembre de 2015 se firmó un contrato de reconocimiento con ONHYM (*Office National des hydrocarbures et des Mines*) de una nueva zona, encaminado a evaluar su potencial y posible solicitud como futuro bloque exploratorio. El contrato está pendiente de la ratificación oficial por parte de las autoridades el país.

EUROPA

España

- La perforación del sondeo exploratorio Sandía-1x terminó en enero de 2015. El sondeo se ubica en los permisos “Canarias 1-9” donde Repsol es la compañía operadora con el 50%. Tras el análisis de las muestras obtenidas, se determinó que el gas encontrado no tenía ni el volumen ni la calidad adecuada para su explotación comercial.
- A principios de febrero de 2015, se reinició la producción de crudo en el pozo Rodaballo-1, dentro del campo Rodaballo operado por Repsol en el área de Casablanca en la costa de Tarragona. El pozo estaba cerrado desde el año 2011 por problemas mecánicos en la completación y por obturación por parafinas.

Noruega

- El 8 de mayo al portafolio de activos exploratorios que Repsol tiene en Noruega se añadieron los activos de Talisman, donde destacan los campos operados de Blane, Gyda, Rev, Yme y Varg con intereses que oscilan desde el 31% al 100% de participación. También participa como socio no operador en los campos de Brage, Veslefrikk, Huldra, Brynhild y Tambar East con porcentajes comprendidos entre el 10% y el 34%.

- En Brage se perforó el pozo de desarrollo/*infill* 31/4-A-18C lo que permitió incrementar la producción en el área.
- En 2015 se terminaron 4 sondeos exploratorios en las aguas de Noruega, todos ellos con resultado negativo.
- En diciembre de 2015 se alcanzó el acuerdo con Statoil por el cual Repsol adquiere un 15% de participación en el campo en producción Gudrum en Noruega a cambio de un 13% de participación en Eagle Ford en Estados Unidos.

Reino Unido

- Tras la compra de Talisman con fecha efectiva 8 de mayo, se incorporó a Repsol el portafolio de activos que esta compañía tenía en el país. Estos activos están englobados en la compañía conjunta (*Joint Venture*) TSEUK, donde Talisman posee el 51% y el Grupo Sinopec tiene el restante 49%, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte.
- TSEUK explota más de 40 campos, de los cuales el 75% son operados. TSEUK también tiene intereses en una serie de instalaciones de producción y oleoductos, incluyendo un 100% de participación en el “*Flotta Terminal*”, terminal de almacenamiento y procesamiento de crudo en las islas Orkney escocesas.
- El 10 de mayo se reinició la producción del campo Tartan, que había estado interrumpida desde el tercer trimestre de 2012.
- En el marco del proyecto de redesarrollo del Área de MonArb en mayo se reinició la producción en la plataforma Montrose y en julio en Arbroath, después de un año paradas por trabajos de mejora de las instalaciones. Esto permitió iniciar la producción del pozo Godwin en julio.
- En el mes de junio se reinició la producción en Piper/Tweedsmuir y Bleo Holm.
- El 28 de octubre de 2015 Repsol alcanzó en UK el nivel más alto de producción desde octubre de 2011, con una producción neta de más de 27.000 boe diarios.

Portugal

- En abril de 2015 se alcanzó un acuerdo con la compañía estadounidense Kosmos Energy para su entrada en los 4 bloques exploratorios en la cuenca de Peniche, en aguas ultraprofundas de Portugal que Repsol opera. Tras el acuerdo el nuevo consorcio queda formado por Repsol, como compañía operadora con un 34%, Kosmos Energy con el 31%, Galp con el 30% y Partex con el 5%. En 2015 se realizó una campaña de sísmica 3D (3.200 km²) en uno de los bloques (Camarão).
- En septiembre se anunció la entrada de Repsol en los bloques exploratorios marinos 11 (Sapateira) y 12 (Caranguejo). Repsol pasa a ser el operador de estos dos nuevos bloques con una participación del 70%.

Rumanía

- En 2015 se realizó una campaña sísmica 2D terrestre en el bloque exploratorio Targu Jiu donde Repsol participa con un 49%.
- Para evaluar el potencial del pozo exploratorio Piscuri 4000, situado en el bloque Tagoviste (49% Repsol) en septiembre comenzaron los trabajos de testing para evaluar el potencial del mismo. Los trabajos se interrumpieron temporalmente en noviembre por problemas operativos.

ASIA Y OCEANÍA

Indonesia

- El 8 de mayo se incorporan los activos que Talisman tenía en el país que incluyen la participación en cuatro contratos de reparto de producción (“PSC” *Production Sharing Contract*) en los bloques en producción de Corridor (con una participación del 36%), Ogan Komerang (50%) y Jambi Merang (25%) en el sur de Sumatra, así como su participación del 42,4% en el bloque Wiriagar PSC (que incluye el proyecto Tangguh LNG) en Papúa Occidental. También se incorporó dominio minero exploratorio de los bloques Sakakemang (90%) y East Jabung (51%) localizados en el sur de Sumatra y Andaman III PSC (100%) (al norte de Sumatra). Adicionalmente también tiene una participación del 6% en los gaseoductos que van desde Grisik a Duri y de Grisik a Singapur que se utilizan para el transporte de gas desde el bloque Corridor.
 - Corridor. Talisman aportó un 36% no operado en el importante bloque productor de gas Corridor PSC, salvo en dos campos (Gelam y Suban) donde su participación era del 30,96% y 32,40% respectivamente. La mayor parte del gas natural producido en el bloque Corridor se comercializa a través de acuerdos de venta a largo plazo con PT Chevron Pacific Indonesia, Gas Supply Pte. Ltd. y PT Perusahaan Gas Negara. Adicionalmente en el primer semestre de 2015 se acordó con la compañía COPI (Conoco Phillips Indonesia) la extensión de la duración del Contrato de venta de gas proveniente de Corridor hasta la finalización del contrato PSC del bloque.
 - La participación de Talisman en el bloque Jambi Merang es del 25% y del 3,01% en el proyecto de GNL de Tangguh donde se espera tomar en 2016 la decisión de inversión para la ampliación de la capacidad actual de procesamiento.
- En 2015 se perforaron los sondeos exploratorios Jantung Baru-1X (JTB-1X) y North Meraksa-1X (NRM-1X) pendientes de pruebas de producción para su terminación.
- En el primer semestre de 2015 se recibió la aprobación oficial por parte de las autoridades de Indonesia para entrar con el 51% de participación y la operación del bloque East Jabung PSC.

Malasia

- En 2015 Repsol inició sus actividades de exploración y producción en Malasia con la incorporación de los activos de Talisman (todos ellos *offshore*) con fecha efectiva 8 de mayo.

Entre estos activos destaca el bloque en producción operado PM-3 CAA PSC junto con las instalaciones de producción asociadas, y en el que posee un 41,44% de participación, a excepción de los sub-bloques Bunga Kekwa 8G-31 en el que posee un 35%. Actualmente la licencia de este bloque, que expira en 2017, está en proceso avanzado de renovación sin esperar que se produzcan incidencias en relación al mismo. El Proyecto Bunga Pakam, avanzó en 2015 y en unos meses podría pasar a la fase de ejecución, lo que supondría la 6ª fase del desarrollo del bloque PM-3 CAA.

Otro activo importante es el bloque Kinabalu Oil PSC, operado, con un 60% de participación, y que es un yacimiento petrolífero maduro offshore en la cuenca malaya de Sabah. En mayo de 2015 se tomó la decisión final de inversión (FID) para el redesarrollo del campo Kinabalu. El proyecto consiste en una nueva plataforma, líneas de conexión con las instalaciones existentes en Kinabalu y la perforación de 10 pozos productivos adicionales.

Se incorporaron también al portafolio de Repsol un 60% en los bloques de desarrollo PM-305 y PM-314 y los bloques exploratorios SB-309 (70%) y SB-310 (35% en proceso de traspaso a la compañía SapuraKencana) todos ellos offshore y operados.

Rusia

- En 2005 se terminaron con resultado positivo dos pozos en Rusia (uno exploratorio y otro de evaluación/*appraisal*). En el primer trimestre se produjo un descubrimiento con el sondeo exploratorio K-4 en el bloque Karabashskiy-2 y en mayo se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación/*appraisal* 6-P en el bloque Karabashskiy-1. Ambos bloques están participados al 100% por Repsol a través de la compañía Eurotek-Yugra.
- En marzo de 2015 se firmó un acuerdo con la República de Tatarstan para que la compañía Tatneftodacha, filial de AROG (49% Repsol y 51% NNK), pueda tratar su crudo en las instalaciones de Tatneft, Compañía nacional de la República de Tatarstan y transportarlo por su sistema hasta el oleoducto principal de Transneft.
- En los activos productivos TNO y SANECO, incluidos en AROG, se continuó en 2015 con la campaña de perforación para incrementar la producción de crudo en ambas áreas.

Vietnam

- El 8 de mayo tras la incorporación de los activos de Talisman Repsol inició sus actividades E&P en este país asiático. Se incorporaron al dominio minero de la compañía 8 bloques exploratorios todos ellos operados con participaciones entre el 40% y el 80%. Se trata de los bloques operados 133 y 134 con un 49% de participación, los bloques 135, 136 y 05-2/10 con un 40% de participación, el bloque 07/03 (incluye el importante descubrimiento “*Red Emperor / CRD*”) con un 46,75% de participación y los bloques 146 y 147 con un 80% de participación.

En enero de 2015 los socios del bloque 07/03 junto con PetroVietnam aprobaron el plan de desarrollo del descubrimiento “*Red Emperor / CRD*” y en julio se completó la declaración de comercialidad. Se espera en el año 2016 tomar la decisión final de inversión (FID) para el desarrollo y puesta en producción de este importante descubrimiento.

Además se incorporó el bloque productivo 15-2/01, que incluye los campos HST/HSD, con una participación del 60% como socio en la compañía Than Long Operating Company (“JOC”), que opera este bloque situado en la cuenca Cuu Long, la principal zona productiva de crudo del país.

Región del Kurdistán Iraquí

- En 2015 se incorporaron provenientes de Talisman los bloques de desarrollo operados Kurdamir y Topkhana con el 40% y el 60% de participación respectivamente. En 2015 continuaron los trabajos de análisis y evaluación de las alternativas viables de desarrollo. Estos bloques se encuentran al sur de los bloques exploratorios Piramagrun y QalaDze operados por Repsol con el 50% de participación.

Australia

- El 8 de mayo se incorporaron al portafolio de la compañía 3 bloques productivos provenientes de Talisman. Se trata de los bloques marinos Laminaria, Corallina y Kitan, situados al noroeste del país.
- En septiembre se firmó un SPA (*Sale Purchase Agreement*) con la compañía West Side para la venta de la participación en los campos Laminaria y Corallina de la participación de Repsol. El acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades del país.

Papúa Nueva Guinea

Con la incorporación el 8 de mayo de los activos de Talisman Repsol inició sus actividades de E&P en Papúa Nueva Guinea. A finales de diciembre de 2015 Repsol tenía participación en 8 bloques exploratorios (5 de ellos operados) con participaciones entre el 22% y el 60%, y un bloque de desarrollo (PDL/PL10) operado con el 40% de participación.

5.2. DOWNSTREAM

5.2.1. INFORMACIÓN RESUMIDA

Nuestras actividades

El negocio de *Downstream* del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, el refinado 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 petrolíferos de la compañía a través de su red de estaciones de servicio y de otros canales de venta.
- **Trading & Transporte:** suministro de crudos y productos al sistema de Refino y la comercialización 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 tanto mayorista como 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

	2015	2014
Capacidad de refinado (kbbbl/d)	998	998
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	102	102
Índice de conversión (%)	59	59
Crudo procesado (millones de t)	43,3	39,5
Europa	39,8	36,2
Resto del mundo	3,5	3,3
Indicador de margen de refinado (\$/Bbl)		
España	8,5	4,1
Perú	7,0	4,8
Número de estaciones de servicio	4.716	4.649
Europa	4.310	4.275
Resto del mundo	406	374
Ventas de productos petrolíferos (kt)	47.605	43.586
Europa	43.019	39.315
Resto del mundo	4.586	4.271
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.822	2.661
Europa	2.396	2.221
Resto del mundo	426	440
Ventas de GLP (kt)	2.260	2.506
Europa	1.285	1.474
Resto del mundo	975	1.032
Gas comercializado en Norteamérica (Tbtu)	299	274
GNL regasificado (100%) en Canaport (Tbtu)	23	18

Nuestro desempeño en 2015

Millones de euros	2015	2014	Variación
EBITDA	3.092	1.284	141%
Europa	1.845	784	135%
Resto del mundo	305	228	34%
Resultado Neto Ajustado	2.150	1.012	113%
Efecto Patrimonial	(459)	(606)	24%
Resultado Neto recurrente a MIFO	1.691	406	316%
Inversiones netas de explotación	493	671	(27)%
Tipo Impositivo Efectivo	27,0	31,5	(4,5)

En 2015 y 2014, la mayor parte de las inversiones se destinaron 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

- La **comercialización de bases del grupo III en la planta de ILBOC** (Cartagena) iniciada a finales del año 2014, alcanza un nuevo hito al estar ya presentes en varios países como España, Francia, Portugal, Italia, Croacia, Grecia, Israel, Túnez, Marruecos, Turquía y Argelia.
- Tras el lanzamiento de la nueva **gama moto de lubricantes** en el último trimestre de 2014, Repsol ha iniciado su comercialización a nivel mundial, en el marco de la internacionalización del negocio y con el objetivo de alcanzar una cuota significativa. Dicha gama incorpora la tecnología de moto GP, habiendo obtenido la máxima calidad en las homologaciones más exigentes del mercado y está preparada para cubrir todas las necesidades de sus clientes.
- El 20 de febrero se aprobó la Orden Ministerial IET/289/2015, que fija las contribuciones financieras al **Fondo Nacional de Eficiencia Energética de 2015**.

- El 9 de marzo se publica la Orden Ministerial IET/389/2015 por la que se modifican las **fórmulas de precio regulado de GLP** envasado y canalizado, cambiando las cotizaciones y fletes de referencia de materia prima así como las ponderaciones de las mismas. El impacto es de unos 80 €/tn de menor coste reconocido.
- En el mes de abril Repsol y el mexicano grupo KUO han alcanzado un **acuerdo para ampliar la alianza con Dynasol**, negocio conjunto que mantienen desde 1999. Como consecuencia de este nuevo acuerdo, Repsol ha aportado su negocio de especialidades y acelerantes químicos para la vulcanización del caucho, ubicado en España, y el grupo KUO sus negocios de caucho sintético en emulsión y caucho nitrílico, ubicados en México y China. La operación ha recibido en el ejercicio 2015 la aprobación tanto de las autoridades gubernamentales como de competencia y la nueva compañía ha entrado en funcionamiento en octubre 2015.
- Además, durante el ejercicio 2015, **Dynasol ha puesto en marcha dos nuevas de plantas en China** a través de *joint ventures* (JVs) al 50 % con los socios locales Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) y Jiangsu GPRO Group. Las nuevas plantas tienen una capacidad total instalada de 100.000 t/año de caucho en base estireno / butadieno y de 30.000 t/año de caucho nitrílico y están localizadas en las provincias de Liaoning y Jiangsu respectivamente.
- A principios del mes de mayo, Repsol lanzó un **nuevo producto de GLP envasado**, la bombona "Repsol ligera" con una nueva imagen manteniendo el color naranja de referencia y con una tara inferior al envase tradicional (7 kg), cuyo precio no está regulado por el RDL 8/2014.
- El pasado Consejo de Ministros del 28 de junio, **aprobó el plan VEA (Vehículos Alternativos) 2014-2020**, por el que el gobierno impulsará la utilización de carburantes alternativos en el transporte terrestre, siendo los carburantes a desarrollar los siguientes: Gas natural, GLP, eléctrico, hidrógeno y biocombustibles, agrupados en tres ejes de actuación: industrialización (fabricación e implementación de estas tecnologías en España), generación de mercado (parque de vehículos) y despliegue de infraestructura para cada carburante alternativo.
- En junio de 2015 se realizó la **primera carga de producto de la refinería de la Coruña desde el Puerto exterior de Punta Langosteira**. De esta forma, ha comenzado a trasladarse la actividad de los muelles de la refinería al Puerto Exterior, donde tendrá ubicados el 60% de sus tráficos antes de abril de 2018.
- El 30 de septiembre de 2015 el Consejo de Administración de Repsol SA aprobó la venta de parte del negocio de canalizado a Gas Natural Distribución y a Redexis Gas.
- En noviembre 2015, se notifica la sentencia del Tribunal Supremo por la que se desestima el recurso de casación del abogado del Estado frente al fallo estimatorio de daño patrimonial por parte de la Audiencia Nacional a favor de Repsol Butano por un importe de 26 millones de euros correspondiente a la resolución de determinación del precio máximo del GLP envasado que estuvo en vigor en el último trimestre de 2011 y primer trimestre de 2012. Contra dicha sentencia no cabe recurso.
- En el ejercicio 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. En septiembre 2016, entrará en servicio el módulo de diésel de bajo azufre, primera fase del proyecto.
- Siguiendo con su política de innovación tecnológica Repsol ha lanzado en 2015 **Neotech**, carburantes únicos de muy alta calidad, con una formulación exclusiva, que permiten a nuestros clientes obtener las máximas prestaciones de sus vehículos con el mínimo consumo. Esta fórmula exclusiva ha sido desarrollada y patentada por Repsol con el objetivo de cuidar al máximo el motor de los vehículos de nuestros clientes y conservar sus prestaciones de estreno.
- Por otro lado y para reforzar su relación con el cliente, Repsol lanza el programa Repsol Mas con funciones de fidelización y medio de pago, adaptadas a los últimos cambios digitales y que facilita la utilización de Big Data por nuestra área de Inteligencia de Clientes.
- Repsol continúa con su política de expansión en el negocio de Autogas. En 2015 ha incrementado en 48 el número de estaciones de servicio con este producto en España.
- El Grupo ha mantenido su política de **asociación con empresas líderes** del mercado:
 - Repsol y **El Corte Inglés** están colaborando en el desarrollo e implantación de las nuevas tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio 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**.

5.2.2. REFINO

Contexto actual

El ejercicio 2015 ha destacado por los elevados márgenes de refino, principalmente por los menores costes energéticos asociados al descenso del precio internacional del crudo por el aumento de oferta en el mercado. Los descuentos de los crudos pesados han contribuido también a la fortaleza de los márgenes de los esquemas de conversión, como es el caso del refino de Repsol. En lo que respecta a los productos, el aumento del consumo en EEUU por los menores precios ha sustentado el buen comportamiento de las gasolinas. En la segunda mitad del año 2015 los márgenes de los destilados medios han sufrido un deterioro por la mayor oferta de producto en Europa procedente del incremento de producción de las refinerías locales y de nueva capacidad en Oriente Medio, y por una demanda inusualmente baja para la época final del año como consecuencia de las suaves temperaturas.

Adicionalmente, en el corto plazo, mientras el precio internacional del crudo continúe en niveles bajos, se espera que los márgenes se mantengan altos debido a las razones expuestas anteriormente. Una recuperación del precio del crudo impactaría en los costes energéticos, aunque permitiría a los crudos pesados ofrecer un descuento superior al actual, lo que otorgaría una ventaja competitiva a los esquemas de conversión.

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 82,38%, la capacidad instalada se sitúa en 102 miles de barriles de petróleo/día.

El índice de margen de refino en España se situó en 2015 en 8,5 dólares por barril, superior al de 2014 (4,1 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 7,0 dólares por barril, frente a los 4,8 dólares por barril de 2014.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2015:

Capacidad de refino ⁽¹⁾	Destilación primaria (Miles de barriles por día)	Índice de conversión ⁽²⁾ (%)	Lubricantes (Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	896	63	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	998	59	265

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de 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 ASESA.

⁽²⁾ Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de *Downstream* procesaron 43 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 10% respecto a 2014. La utilización media de la capacidad de refino fue del 88,9% en España, superior al 80,8% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue también superior al de 2014, pasando del 64,4% al 67,6% en 2015.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

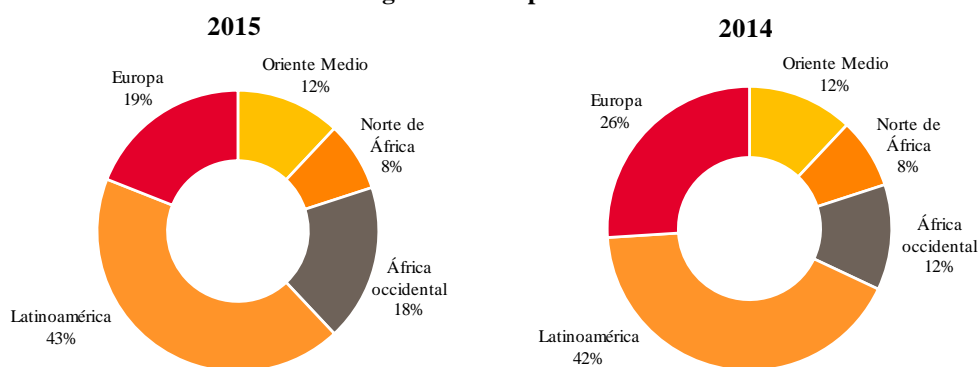
Materia prima procesada (Miles de toneladas)	2015	2014
Crudo	43.334	39.480
Otras materias primas	8.486	8.163
Total	51.820	47.643

Producción de refino (Miles de toneladas)	2015	2014
Destilados intermedios	25.388	23.673
Gasolina	8.880	7.985
Fuelóleo	4.041	3.521
GLP	1.010	930
Asfaltos ⁽¹⁾	1.465	1.152
Lubricantes	221	203
Otros (incluye petroquímica) ⁽²⁾	7.268	6.847
Total	48.273	44.311

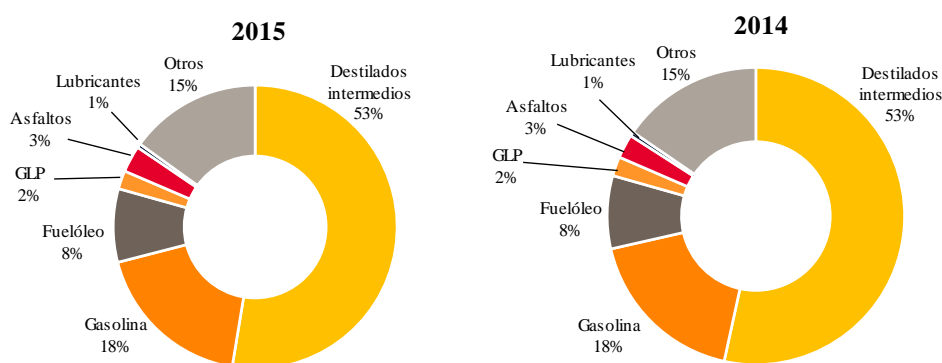
⁽¹⁾ Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

⁽²⁾ Incluye la cifra de productos petroquímicos (1.901 miles de toneladas en 2015 y 1.805 miles de toneladas en 2014).

Origen de crudo procesado



Producción de refino



VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

<i>Miles de toneladas</i>	2015	2014
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	43.019	39.315
Marketing propio	21.124	19.530
Productos ligeros	17.326	16.846
Otros productos	3.798	2.684
Otras ventas ⁽¹⁾	7.771	7.329
Productos ligeros	7.508	6.927
Otros productos	263	402
Exportaciones ⁽²⁾	14.124	12.456
Productos ligeros	6.295	4.466
Otros productos	7.829	7.990
Ventas resto del mundo	4.586	4.271
Marketing propio	2.073	2.074
Productos ligeros	1.917	1.909
Otros productos	156	165
Otras ventas ⁽¹⁾	1.221	1.271
Productos ligeros	1.049	1.097
Otros productos	172	174
Exportaciones ⁽²⁾	1.292	926
Productos ligeros	468	390
Otros productos	824	536
VENTAS TOTALES	47.605	43.586
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	23.197	21.604
Productos ligeros	19.243	18.755
Otros productos	3.954	2.849
Otras ventas ⁽¹⁾	8.992	8.600
Productos ligeros	8.557	8.024
Otros productos	435	576
Exportaciones ⁽²⁾	15.416	13.382
Productos ligeros	6.763	4.856
Otros productos	8.653	8.526
VENTAS TOTALES	47.605	43.586

⁽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 están enmarcadas dentro del Plan Estratégico, que incluye una mayor integración entre las actividades de refino y marketing y un objetivo claro de reducir costes energéticos y emisiones de CO₂. Las inversiones que se hicieron en las refinerías de Cartagena y Bilbao, así como la correspondiente mejora en el margen global del sistema de refino, han situado a Repsol a la cabeza de las compañías integradas europeas en términos de eficiencia, creación de valor garantizada y resiliencia ante escenarios de bajos precios de crudo.

Precisamente por la calidad y excelencia operativa de sus activos industriales, la gestión de su sistema integrado de refino y el incremento de su eficiencia y la reducción de emisiones, Repsol ha sido calificada como la mejor compañía en el ámbito del *Downstream*, dentro del reconocimiento que la agencia especializada Platts le ha otorgado en diciembre 2015 como “Mejor compañía energética del año” en la gala de los Premios Globales de la Energía, celebrada en Nueva York, de entre más de 200 nominaciones provenientes de 25 países.

Además de un gran número de medidas de mejora de eficiencia, la competitividad del negocio se continúa mejorando mediante la gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y la 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.

5.2.3. 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, caucho sintético y especialidades químicas, estos últimos a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España, México y China junto con socios locales.

En el mes de abril Repsol y el mexicano Grupo KUO han alcanzado un acuerdo para ampliar la alianza con Dynasol, negocio conjunto que mantienen desde 1999 para caucho en solución. Como consecuencia de este nuevo acuerdo, Repsol ha aportado su negocio de especialidades y acelerantes químicos para la vulcanización del caucho, ubicado en España, y el grupo KUO sus negocios de caucho sintético en emulsión y caucho nitrílico, ubicados en México y China. La operación ha recibido en el ejercicio 2015 la aprobación tanto de las autoridades gubernamentales como de competencia y la nueva compañía ha entrado en funcionamiento en octubre 2015.

Además, durante el ejercicio 2015, Dynasol ha puesto en marcha dos nuevas plantas en China a través de joint ventures (JVs) al 50 % con los socios chinos Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) y Jiangsu GPRO Group. Las nuevas plantas tienen una capacidad instalada de 100.000 t/año de caucho sintético base estireno / butadieno y de 30.000 t/año de caucho nitrílico y están localizadas en las provincias de Liaoning y Jiangsu respectivamente.

La puesta en marcha de esta nueva capacidad en China así como el ya mencionado acuerdo alcanzado para la ampliación de la alianza con KUO, convierte a Dynasol en uno de los líderes del mercado mundial del caucho sintético así como un productor global con plantas en Europa, América y Asia.

También como hecho destacable en 2015 cabe mencionar la ejecución, en coincidencia con la parada plurianual, del proyecto de optimización del cracker de Puertollano, proyecto que ha permitido reducir y adecuar la producción de etileno a las necesidades del complejo industrial así como conseguir un importante ahorro de consumo energético. En línea con esta optimización y tal y como ya había sido anunciado, la compañía ha cesado la producción de Polietileno de Alta Densidad (PEAD) commodity en Puertollano desde febrero 2015.

Adicionalmente, en 2015 se ha continuado con el proyecto de adaptación de la planta de Polietileno de Alta Densidad de Tarragona para producir grados metalocenos, estando prevista la puesta en marcha en 2016, proyecto que permitirá avanzar en gama de productos.

En la siguiente tabla se desglosa la capacidad de producción en 2015 y 2014 de los principales productos petroquímicos del Grupo:

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN (<i>Miles de toneladas</i>)	2015	2014
Petroquímica básica	2.603	2.808
Etileno	1.214	1.362
Propileno	864	904
Butadieno	185	202
Benceno	290	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50	50
Petroquímica derivada	2.235	2.491
Poliolefinas		
Polietileno ⁽¹⁾	793	883
Polipropileno	505	520
Productos intermedios		
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	937	937
Caucho ⁽²⁾	-	115
Otros ⁽²⁾	-	36

⁽¹⁾ Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

⁽²⁾ Cambio de criterio de reporte. No incluye capacidad de alianza Dynasol.

El resultado de la actividad química ha experimentado en 2015 una mejora frente al año anterior debido a una mejor situación internacional, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes, y a importantes mejoras de eficiencia. Estas medidas de eficiencia han estado relacionadas con la consolidación de mejoras en margen por flexibilización en la alimentación de materias primas a crackers así como por la puesta en servicio de importantes inversiones en eficiencia energética, principalmente en el cracker de Puertollano tras la parada plurianual realizada en febrero 2015.

El volumen de ventas a terceros en 2015 ascendió a 2,8 millones de toneladas, frente a los 2,6 millones de toneladas de 2014, lo que supone un incremento del 6,0%. Este mayor volumen se ha conseguido gracias a cierta recuperación en el mercado de poliolefinas, principal mercado de Repsol y una elevada fiabilidad operativa de las plantas.

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 período valores de márgenes máximos.

<i>Miles de toneladas</i>	2015	2014	Variación
Ventas por productos			
Petroquímica básica	948	874	8,4%
Petroquímica derivada	1.874	1.787	4,9%
TOTAL	2.822	2.661	6,0%
Ventas por mercados			
Europa	2.396	2.221	7,9%
Resto del mundo	426	440	(3,4)%
TOTAL	2.822	2.661	6,0%

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Los principales desembolsos del ejercicio se han realizado en los proyectos ya mencionados de ampliación de perímetro de Dynasol, proyecto de optimización del cracker de Puertollano, proyecto de adaptación de la planta de Polietileno de Alta Densidad de Tarragona para producir grados metalocenos, así como otros adicionales que permitirán avanzar en flexibilización en alimentación de materias primas. La puesta en marcha de los dos últimos proyectos está prevista en 2016.

5.2.4. MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio y distribuidores comerciales. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, azufre, aceites, parafinas y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 23.197 miles de toneladas en 2015, lo que supone un incremento del 7,4% frente al año anterior. En el año 2015 se observa una recuperación del consumo nacional acompañada del crecimiento internacional y de nuevas oportunidades de negocio.

La gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al canal de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2015, Repsol contaba con 4.716 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de *Downstream*. En España, la red estaba compuesta por 3.544 puntos de venta, siendo el 30% de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal, Italia y Perú.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2015 eran los siguientes:

País	Nº puntos de venta
España	3.544
Portugal	446
Perú	406
Italia	320
Total	4.716

La ley 11/2013, de 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. Esta ley fue complementada por la Ley 8/2015 (véase el Anexo V de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 para más información). 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, Nespresso o Disney. Con El Corte Inglés está colaborando en el desarrollo e implantación de las nuevas tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio Repsol.

En 2015 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.

Siguiendo con su política de innovación tecnológica, Repsol ha lanzado en 2015 Neotech, carburantes únicos de muy alta calidad, con una formulación exclusiva, que permiten a nuestros clientes obtener las máximas prestaciones de sus vehículos con el mínimo consumo. Esta fórmula exclusiva ha sido

desarrollada y patentada por Repsol con el objetivo de cuidar al máximo el motor de los vehículos de nuestros clientes y conservar sus prestaciones de estreno.

Asimismo ha lanzado Bienergy, nuevo gasóleo de calefacción más eficiente desde el punto de vista energético y medioambiental e imprescindible para el uso en calderas de nueva generación. El lanzamiento de este producto supone un ahorro estimado de hasta un 30% según pruebas realizadas en el Centro Tecnológico de Repsol y un producto medioambientalmente más atractivo.

Por otro lado y para reforzar su relación con el cliente, Repsol lanza el programa **Repsol Mas** con funciones de fidelización y medio de pago adaptadas a los últimos cambios digitales y que facilita la utilización de Big Data por nuestra área de Inteligencia de Clientes.

Asimismo en 2015 se ha puesto en marcha el **Plan Cliente**, proyecto que pretende convertir la calidad del servicio en una ventaja competitiva permitiendo tener a corto/ medio plazo la mejor Red de EESS (la más limpia, la más disponible y con el mejor equipo) y donde se pueda asegurar la mejor experiencia de Cliente.

Repsol, líder en Europa en producción y comercialización de coque verde combustible, ha continuado con su política de expansión internacional, siendo el 49% de las ventas en el mercado exterior y llegando hasta un total de 17 países principalmente de Europa y norte de África.

En línea con esta idea de crecimiento y consolidación, Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación (SLCA), sociedad en la que Repsol posee el 50%, realiza operaciones de puesta a bordo en los dos principales aeropuertos españoles: Madrid-Barajas y Barcelona-El Prat. Gracias a ello, SLCA se mantiene como el 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 50% de las ventas de Lubricantes, Asfaltos y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con 69 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional, en noviembre de 2015 se abrió una nueva oficina comercial, en esta ocasión en Sao Paulo (Brasil). Por otra parte, hay que destacar el avance en la comercialización de aceites base Grupo III, tras la puesta en marcha de la planta en Cartagena en el cuarto trimestre de 2014.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2015 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes, colaborando con ONCE y Fundosa, 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.

5.2.5. GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú manteniendo posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2015 ha estado presente en estos cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2015 ascendieron a 2.260 miles de toneladas. Las ventas totales en España disminuyeron un 14% respecto al ejercicio anterior, principalmente por el descenso de las ventas a la industria petroquímica y a pesar de que la demanda minorista ha experimentado un ligero incremento (+0,4%). En España Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Las ventas de envasado

representaron más del 62% de las ventas minoristas de GLP en España y se realizaron a través de una red de 212 agencias.

Volumen de ventas de GLP por área geográfica (Miles de toneladas)	2015	2014
Europa	1.285	1.474
España	1.152	1.343
Portugal	133	131
Latinoamérica	975	1.032
Perú	570	634
Ecuador	405	398
Total	2.260	2.506
Volumen de ventas de GLP por producto	2015	2014
Envasado	1.286	1.281
A granel, canalizado y otros ⁽¹⁾	974	1.225
Total	2.260	2.506

⁽¹⁾ 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, con tara superior a 9kg.

El 9 de marzo de 2015 se publicó la Orden Ministerial IET/389/2015 por la que se actualiza el sistema de determinación automática de los precios máximos de venta antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, modificando las cotizaciones de materia prima y fletes de referencia así como las ponderaciones de las mismas. En la misma Orden Ministerial se actualiza también el sistema de determinación automática de los precios de GLP para el canalizado.

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 de tara 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. En mayo 2015, Repsol lanzó al mercado un nuevo envase más moderno y ligero que cumple las condiciones para su venta a precio libre.

El 30 de septiembre de 2015 el Consejo de Administración de Repsol aprobó la venta de parte del negocio de canalizado a Gas Natural Distribución y a Redexis Gas. El precio total de las diversas operaciones acordadas con ambas compañías asciende a 652 millones de euros completadas solo parcialmente en 2015, generando una plusvalía en ese período de 38 millones de euros después de impuestos. Los acuerdos de traspaso de puntos de suministro, que se completarán en 2016, quedan sujetos a las correspondientes autorizaciones administrativas. Adicionalmente, en 2016 se ha vendido el negocio de gas canalizado en el norte de España y Extremadura al Grupo EDP y a Gas Extremadura, respectivamente, por una cantidad total de 136 millones de euros.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2015 alcanzó unas ventas de 133 miles de toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 19%.

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 975 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 25 millones de vehículos (13 millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada,

el crecimiento de las ventas superó el 20% en 2015, 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 2015 con 896 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, 585 Estaciones de Servicio, de las que 353 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 IV de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

5.2.6. 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.

A 31 de diciembre de 2015, el Grupo mantiene tanto sus activos de regasificación y transporte como sus negocios de comercialización en Norteamérica y, como principales activos de su negocio de *Gas & Power*, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU.

Precios de referencia internacionales	2015	2014	Variación
Henry Hub (\$/Mbtu) medio	2,7	4,4	(1,7)
Algoquin (\$/Mbtu) medio	4,8	8,1	(3,3)

Gas Natural en Norteamérica	2015	2014	Variación
GNL Regasificado (TBtu) en Canaport (100%)	23	18	5
Gas Comercializado en Norteamérica (TBtu)	299	274	25

En 2015 el mercado americano ha aumentado la producción de gas natural un 6% con respecto a 2014, produciéndose un fuerte aumento de la generación eléctrica con gas (+19%) y un aumento de las exportaciones (+19%) a México, resultando un incremento de la demanda total de gas de un 3%. Los niveles de almacenamiento han alcanzado niveles históricos, superando los 4 Tcf. Todo ello, junto con mayores inversiones en transporte, una temperatura más cálida y la caída a nivel mundial de los precios energéticos ha resultado en una disminución de los precios y volatilidades en el mercado americano.

La actividad de comercialización en Norteamérica de *Gas & Power* ha aumentado el volumen comercializado un 9%, si bien con menores precios y menores volatilidades, resultando un menor margen comercial. Cabe destacar los precios record que alcanzó la zona del noreste de EE.UU. en el primer trimestre de 2014 por el vórtice polar que azotó la zona, entre otros. En el invierno del primer trimestre de 2015, si bien los precios de realización del mercado eran muy atractivos, fueron claramente inferiores a los del invierno anterior.

En 2014 Repsol inició 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. En 2015 Repsol ha decidido aplazar el desarrollo del proyecto debido al entorno de mercado actual y los retos que planteaba la reestructuración del negocio.

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 concedieron 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 otorgó un contrato de tarifa (*Investment Contract*) que garantiza los ingresos durante 15 años.

En octubre de 2014, las autoridades escocesas concedieron 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 2015 Repsol dispone, en su porcentaje de participación, de derechos para la promoción, construcción y operación de 960 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.

Durante 2015, Repsol llegó a un acuerdo con EDPR para intercambiar sus participaciones en los activos de Reino Unido, en el cual cada uno se haría con el 100% del proyecto que opera, *Inch Cape* (Repsol) y *Moray Firth* (EDPR). Dicho acuerdo contempla que desde el momento de su firma, cada socio financia únicamente el 100% del proyecto operado. Esta transacción ha sido completada en 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:



Nuestra actividad principal durante 2015 se ha centrado en la integración de los empleados origen Talisman. La adquisición de esta compañía ha supuesto una importante oportunidad para crecer y evolucionar hacia una compañía más fuerte, poniendo en valor todo el talento disponible. Tenemos el reto de minimizar el impacto de la integración cultural de ambas compañías y trabajar como una única compañía, más grande y diversa.

Destaca el despliegue de un Plan de Comunicación Interna en la fecha de la adquisición, con el fin de informar a los nuevos empleados de la nueva organización y principios de la misma, el proceso de integración y de cambio, así como de la visión y valores de Repsol, que sustentan nuestra cultura, y que están presentes en todos los ámbitos de la gestión de personas, entre otros, nuestros procesos, políticas y herramientas.

Tras comprobar que los valores corporativos de Talisman estaban alineados con los de Repsol, se han identificado las fortalezas, áreas de mejora y sinergias entre ambas compañías.

Resultado de este proceso ha sido la elaboración de un plan de acción orientado a conseguir los objetivos y retos estratégicos de Repsol, orientado hacia la eficiencia.

¹ Toda la información presentada a lo largo de este apartado ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo (véase la Nota 5 “Información por segmentos” de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2015).

PLANTILLA

El 31 de diciembre de 2015, un total de 27.166 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 aquellos apartados en los que se especifica lo contrario. La plantilla gestionada se incrementa en 2.706 personas respecto a 2014 debido, principalmente, a la adquisición de Talisman.

PLANTILLA	2015	2014
Plantilla total a 31 de diciembre	29.494	26.141
Plantilla gestionada ⁽¹⁾	27.166	24.460
Plantilla no gestionada	2.328	1.681
Plantilla gestionada media acumulada	27.887	24.335
Nº Nuevos empleados del ejercicio ⁽²⁾	6.159	5.077



⁽¹⁾ Los datos 2014 excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

⁽²⁾ Se ha modificado el criterio de reporting alineándolo con el dato reportado en otros informes. El cambio supone considerar únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. De los datos 2015 y 2014, un 62% y 43% corresponden a contratos de carácter fijo respectivamente.

Tras la publicación del Plan Estratégico, se comenzó con la implantación de las medidas de optimización previstas en el mismo. Como resultado de ellas, se ha producido una disminución en la plantilla gestionada de 483 empleados fijos respecto al Informe de Gestión semestral de junio de 2015.

PLANTILLA TOTAL GESTIONADA 2015 2014

GESTIONADA POR PAIS

Plantilla total en España	17.184	17.303
Plantilla total en Perú	3.109	2.996
Plantilla total en Portugal	1.229	1.237
Plantilla total en Canadá	1.122	50
Plantilla total en Estados Unidos	891	500
Plantilla total en Malasia	853	0
Plantilla total en Ecuador	827	891
Plantilla total en resto del mundo	1.951	1.483



GESTIONADA POR NEGOCIO

Plantilla total en Corporación	2.945	2.521
Plantilla total en <i>Downstream</i>	18.862	18.693
Plantilla total en <i>Upstream</i>	5.359	3.246

GESTIONADA POR CATEGORIA PROFESIONAL

Directivos	325	306
Jefes Técnicos	2.694	2.065
Técnicos	13.642	11.972
Administrativos	1.406	1.044
Operarios y Subalternos	9.099	9.073



ATRACCIÓN DEL TALENTO

El año 2015 ha estado marcado por la incorporación de 2.903 profesionales procedentes de Talisman, por lo que durante este año hemos orientado nuestro esfuerzo a la gestión del talento interno.

Hemos continuado impulsando distintas fórmulas para motivar y comprometer a nuestros profesionales, reforzando el desarrollo de una cultura de empresa multinacional, abierta a la diversidad y a la multiculturalidad.

Incluso en un entorno de apuesta por la eficiencia en la Compañía seguimos apostando por la incorporación de talento joven, adaptando al contexto actual nuestros programas Master y continuando con las Prácticas universitarias y de Formación Profesional que reflejan nuestro compromiso para facilitar su integración en el mercado laboral.

ATRACCIÓN DEL TALENTO ⁽¹⁾	2015	2014
Incorporación de Nuevos Profesionales Repsol ⁽²⁾	117	49
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación ⁽³⁾	455	391
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior ⁽⁴⁾	150	147

⁽¹⁾ Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de Talisman.

⁽²⁾ Programa de selección e 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). El incremento con respecto a 2014 de debe a un cambio en las fechas de inicio de dos de los programas Master.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ 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 2015 continúa el compromiso que Repsol ha adquirido con el programa FP Dual.

RETENCIÓN DEL TALENTO

En la integración con Talisman se ha puesto especial foco en la retención de aquellos perfiles clave para el negocio del *Upstream*.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2015	2014
Tasa de rotación total de plantilla ⁽¹⁾	7%	7%
Tasa de rotación voluntaria de plantilla ⁽²⁾	3%	3%
Tasa de rotación de directivos ⁽³⁾	8%	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 tasa de rotación voluntaria continúa igual que en años anteriores. Respecto al incremento producido en la tasa de rotación de directivos, se debe principalmente a la renovación organizativa derivada de la adquisición de Talisman habiendo disminuido el número de directivos en 21 respecto a la información reflejada en el informe de gestión semestral.

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.

Compensación

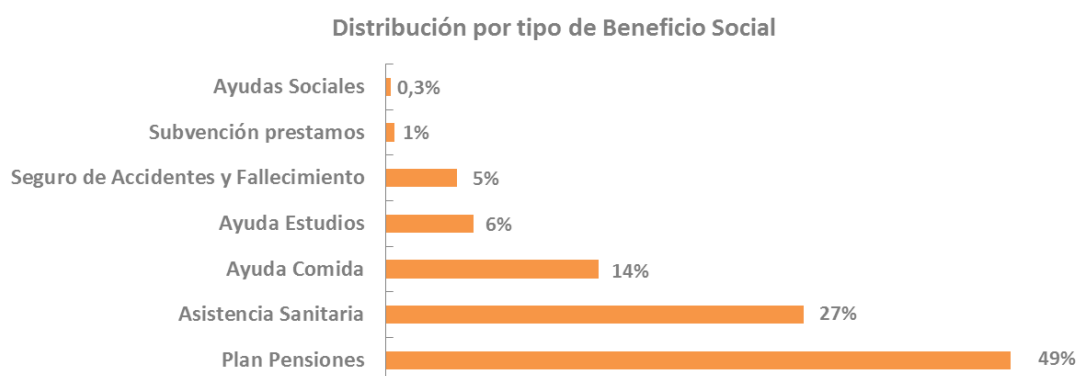
La retribución es un elemento orientado a facilitar la atracción, retención, motivación y compromiso de los profesionales que aportan su talento a la Organización y los esquemas evolucionan para proporcionar mayores posibilidades de flexibilización a los empleados.

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	2015	2014
Gastos de personal medio por empleado (euros) ⁽¹⁾	75.047	67.217

⁽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 2015 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 129,1 millones de euros, frente a los 97,8 millones de euros de 2014. La integración de los gastos de los empleados origen Talisman ha producido este incremento, principalmente en Norteamérica, destacando los gastos en planes de pensiones y en asistencia sanitaria.



En 2015 se ha trabajado en la evolución de los modelos de compensación existentes en ambas compañías para definir un modelo de compensación único, competitivo con los estándares internacionales, integrado y aplicable en todos los países y negocios.

Por otro lado, se está revisando el modelo retributivo del colectivo en asignación internacional con el doble fin de unificar los modelos de Repsol y Talisman y dotar a los negocios de una mayor flexibilidad.

Además, durante el año, hemos continuado con el programa de Retribución Flexible. Se trata de sistemas de retribución personalizados en los que, voluntariamente, los empleados deciden cómo percibir parte de su remuneración anual. En muchos casos se incrementa la retribución neta gracias a una menor carga fiscal al contratar ciertos productos variables en función de la fiscalidad de cada país. Como ejemplos podemos mencionar guardería, ampliación del seguro médico, retribución en acciones y aportaciones adicionales al plan de pensiones.

Para más información en relación a los planes de pensiones, incentivos a medio y largo plazo al personal y los planes de retribución a los empleados basados en acciones, véase la Nota 27 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y el personal directivo, véase la Nota 26 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, contribuyendo al desarrollo de las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo en la consecución de la estrategia de Repsol.

FORMACIÓN ⁽¹⁾	2015	2014
Inversión total en formación (Millones de €)	18	18
Inversión por empleado (€)	741	717
Horas totales Formación /año	1.074.858	1.083.033
Promedio de horas/año por empleado	45	44
Índice de dedicación ⁽²⁾	2,64%	2,63%
% Empleados recibieron formación	96,4%	92,4%
Nº Personas recibieron formación	23.185	22.612

⁽¹⁾ Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de Talisman.

⁽²⁾ Corresponde al % de la jornada laboral dedicada a formación. Se calcula sobre la plantilla media acumulada de la compañía.

En 2015, 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. Estos programas han evolucionado hacia un planteamiento más integrado de contenidos y metodologías más flexibles “*blended*”, adaptándose a las necesidades estratégicas de cada negocio, incluyendo las derivadas tras la adquisición de Talisman. Un total de 142 alumnos han cursado y finalizado estos programas en el año, provenientes de 11 países diferentes. Esta evolución está orientada también a dotar a los estudiantes de mayor flexibilidad a la hora de su empleabilidad en los distintos negocios de la Compañía.

Este año ha sido también destacado en el trabajo inicial de integración del nuevo colectivo de empleados tras la adquisición de Talisman, materializándose las primeras actividades formativas comunes para el conjunto de empleados de la nueva Repsol. Como ejemplo, en el Máster de E&P iniciado en septiembre del 2015 se incorporaron 7 alumnos de Talisman (4 de Canadá, 2 de Malasia y 1 de Vietnam).

En el ámbito de *Upstream* se ha continuado con una amplia formación presencial de más de 120 cursos en disciplinas técnicas completándose con una importante oferta *online* de más de 200 títulos y escuelas de campo en exploración y producción de pozos. Adicionalmente, durante 2015 hemos continuado con 48 ediciones del programa EOS (*Excellence in Operations and Sustainability*) de refuerzo al liderazgo en la cultura de seguridad.

En el área Industrial se han puesto a disposición de los empleados más de un centenar de cursos técnicos relacionados con la ingeniería, operaciones y mantenimiento y hemos continuado con el despliegue de los programas de cultura de Seguridad y Medio Ambiente (SMA) a través del programa de Compromiso en SMA para el colectivo de operadores.

En las áreas comerciales destaca el lanzamiento de programas de transformación, como el “Plan Cliente” dirigido a todo el equipo de estaciones de servicio de las redes propia y abanderada de España, con el objetivo de lograr una verdadera orientación al cliente. En esta línea, en Perú, se ha realizado un programa de formación para el personal de nueva incorporación en estaciones de servicio al que han asistido 795 empleados.

En cuanto al itinerario de liderazgo y gestión, se han renovado los programas avanzados de gestión (para responsables de unidad), con metodologías de impulso a la innovación y abordando en ellos retos innovadores reales de compañía. Se ha consolidado el programa dirigido a nuevos líderes de equipo lanzado en 2014, con más de 200 alumnos ya formados en muy diversos países y áreas funcionales de la compañía.

Otro hito destacable, es la puesta en marcha durante 2015 de la escuela de formadores internos con el objetivo de potenciar la cultura de aprendizaje colectivo y asegurar la relevancia y transferencia de la formación al puesto.

Destaca en 2015 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.

Hemos continuado incrementando el desarrollo de las metodologías *online* con el objetivo de universalizar la oferta permitiendo acceder a las actividades de Formación a un mayor número de empleados.

La Formación ha seguido acompañando al compromiso de la compañía por ayudar a las personas con discapacidad, a través de un mayor número de programas dirigidos a estos colectivos (no empleados de la compañía) de cara a favorecer su empleabilidad en el sector. Concretamente se han desarrollado ocho acciones formativas con una participación de unas 100 personas.

Otro de los hitos más destacables ha sido la obtención de la Acreditación CLIP (*Corporate Learning Improvement Process*), que evidencia la calidad de los programas y los procesos de Formación en Repsol y el compromiso con la mejora continua. Esta distinción otorgada por la EFMD (*European Foundation for Management and Development*) que por el momento tan sólo poseen 14 empresas en todo el mundo, siendo Repsol la primera empresa petrolera en tenerla.

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 ⁽¹⁾	2015	2014
Nº de personas	1.619	1.932
% Mujeres	39%	35%

⁽¹⁾ Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de Talisman

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	2015	2014
Personas evaluadas en <i>People Review</i> ⁽¹⁾	3.078	2.426

⁽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.

A lo largo de 2015 se ha realizado un importante esfuerzo en completar el mapa de talento de los niveles de gestión de la compañía. Es por ello que a día de hoy, contamos con información de prácticamente la totalidad de la población (Directivos y puestos de gestión excluidos de convenio). Concretamente, durante el último trimestre de 2015, se ha desplegado un plan de acción específico para revisar en *People Review* a más de 500 personas pertenecientes al colectivo de empleados de Talisman integrando así a este grupo en las prácticas habituales de desarrollo de la compañía.

De las 216 sesiones llevadas a cabo durante 2015, 40 han sido de contraste, incluyendo 188 personas. El objetivo ha sido contrastar la información obtenida en años anteriores, principalmente referida a “Altos Potenciales”, actualizando su vigencia además de realizar el seguimiento del grado de consecución de los planes de desarrollo acordados en su día.

Por otro lado se han llevado a cabo 17 sesiones de *People Review* para Directivos. La finalidad de estas sesiones ha sido, además de revisar el potencial, fortalezas y áreas de mejora contrastándolo con el perfil Directivo, definir acciones de desarrollo. Además, se ha analizado el resultado de la encuesta cultural, realizada en junio, en la que se evaluó, entre otros aspectos clave, el impacto del estilo de liderazgo.

Durante el ejercicio 2015, 18.275 empleados se han sometido a evaluación de desempeño. La integración de los empleados origen Talisman sometidos a evaluación de desempeño es el principal motivo del incremento respecto a 2014. En este ejercicio se han mantenido los criterios y procesos establecidos al principio del ejercicio para cada compañía y, en paralelo, se está trabajando en un nuevo modelo único e integrado.

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, logrando la asignación de los mejores perfiles a la nueva estructura integrada de la Compañía.

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	2015	2014
Número de Movilidades ⁽¹⁾	2.989	2.881
% de Mujeres (sobre N° Movilidades) ⁽¹⁾	37	33
N° de empleados en asignación internacional	728	690
Incorporación de profesionales en el colectivo internacional	114	145

⁽¹⁾ Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

RELACIONES LABORALES

RELACIONES LABORALES	2015	2014
N° empleados con contrato laboral fijo	24.668	22.248
N° empleados con contrato eventual	2.498	2.212
Tasa de absentismo ⁽¹⁾	3,72%	3,31%

⁽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.

Durante 2015 se han firmado el X Convenio Colectivo de Repsol Petróleo, S.A, el Convenio Colectivo de Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A, el IV Convenio Colectivo de Repsol Trading, S.A. y el XII Convenio Colectivo de Repsol Química, S.A.

Igualmente se han firmado el VII Pacto Sindical de Campsared, el VI Acuerdo complementario de Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A. al Convenio General de la Industria Química, el IV Pacto Sindical de Solred, S.A. con vigencia 2014-2015, el Acta de Preacuerdo Convenio Colectivo Repsol Exploración, S.A. (vigencia 2014-2015), el Acta de adhesión de Dynasol al XII Convenio Colectivo de Repsol Química, el Acta de adhesión de Sesema al Convenio General de la Industria Química, el Acta de

prórroga del III Pacto Sindical de Solred, S.A., complementario al contenido del Convenio Colectivo del Sector de oficinas y despachos de la Comunidad de Madrid y el Acta de preacuerdo del Convenio Colectivo de Repsol Exploración, S.A. (vigencia 2014-2015). Finalmente, y dentro del marco del diálogo social, en el año 2015 se han mantenido dos encuentros en el seno de la de seguimiento del VII Acuerdo Marco para presentar las líneas generales de previsión de plantilla y posibles mecanismos para la consecución de dicho objetivo.

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Brasil, Perú y Portugal.

El Comité de Empresa Europeo se reunió el día 17 de diciembre de 2015. Asistieron COFESINT y FIEQUIMETAL por parte de Portugal, CC.OO, UGT, y el STR por parte de España, y un representante por parte de Noruega.

CONCILIACIÓN DE LA VIDA PERSONAL Y PROFESIONAL, DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES

En 2015 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. Estamos evolucionando hacia una cultura de contribución y aportación de valor.

Entre las medidas destinadas a lograr este equilibrio entre la vida personal y profesional, continúa destacando especialmente el programa de teletrabajo, que ha sido el programa de conciliación mejor valorado por los empleados:

INDICADORES DE TELETRABAJO ⁽¹⁾	2015	2014
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.716	1.411
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.620	1.328
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	96	83

⁽¹⁾ Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

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 compañía que dispone de las estrategias más avanzadas para favorecer la conciliación.

En España, en 2015 se ha realizado un análisis de la evolución del desempeño de los empleados adheridos al programa de teletrabajo. Los resultados han reflejado que las personas adheridas al programa obtienen evaluaciones de desempeño altas. Un 47% de los teletrabajadores han sido evaluados como destacados o excelentes, siendo en el colectivo de no teletrabajadores del 41%.

Los trabajadores de Repsol pueden desempeñar su trabajo con flexibilidad de forma que puedan adaptar la jornada de trabajo a sus necesidades personales, siempre que su actividad laboral lo permita y, de acuerdo a los usos, costumbres y restricciones que se establezcan en cada país o área geográfica.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que abarca todas las áreas de la organización. En 2015 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 discapacidad.

A 31 de diciembre de 2015 contamos con 663 trabajadores con discapacidad, que representan un 2,7%¹ de la plantilla.

En España, en 2015, 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%, siendo 617 empleados por contratación directa, y otras 163 personas equivalentes por medidas alternativas.

INTEGRACIÓN ⁽¹⁾	2015	2014
Nº de empleados con discapacidad en España	546	541
Nº de empleados con discapacidad en Ecuador	34	35
Nº de empleados con discapacidad en Perú	43	42
Nº de empleados con discapacidad en Portugal ⁽²⁾	17	18
Nº de empleados con discapacidad en Venezuela	12	12
Nº de empleados con discapacidad en Brasil	9	8
Nº de empleados con discapacidad en Italia	1	1
Nº de empleados con discapacidad en Rusia	1	-
Nº de empleados total con discapacidad	663	657

⁽¹⁾ Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

⁽²⁾ El dato reportado en 2014 de Portugal se ha corregido pasando a ser 18 empleados. Igualmente se ha corregido el total contando con un total de 657 personas con discapacidad. Se mantiene el porcentaje sobre la plantilla total en el 2,7%.

Especialmente relevante en 2015 ha sido la edición del II Libro Blanco de Capacidades Diferentes, titulado el Libro Blanco Talento Diverso, la II Guía Superando Barreras y la II Guía de Estaciones de Servicio Accesibles como potentes herramientas de información, comunicación y sensibilización a nivel mundial.

Repsol se encuentra presente en 40 países y cuenta con más de 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	2015	2014	País de destino	2015	2014	País de destino	2015	2014
España	65	64	Noruega	12	10	Singapur	7	3
EEUU	23	22	Trinidad & Tobago	12	13	Iraq	7	7
Canada	20	6	Australia	11	0	Angola	7	7
Argelia	16	16	Rusia	11	12	Ecuador	7	8
Brasil	16	20	Venezuela	10	9	Indonesia	7	3
Portugal	15	16	Peru	9	9	Colombia	5	7
Malasia	12	0	Vietnam	8	0	Bolivia	5	5

Repsol continúa incrementando de forma natural el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios.

¹ Los datos corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

En 2012 adquirimos un compromiso voluntario con la “European Round Table” (ERT) para incrementar el porcentaje de mujeres en puestos directivos y de gestión tanto en España como en Europa (objetivos 2020: 29% y 27% respectivamente).

Estos objetivos, prácticamente alcanzados, nos han llevado a marcarnos nuevos retos, comprometiéndonos a conseguir el 31% en España y 29% en Europa en 2020.

Indicadores de Género	2015	2014
Nº mujeres en plantilla	8.976	8.117
Nº Mujeres directivas	49	47
% mujeres en puestos de gestión en España ⁽¹⁾	29	27
% mujeres en puestos de gestión mundial ⁽¹⁾	24	23

⁽¹⁾ Incluye las categorías de Directivos y Jefes Técnicos excluidos de convenio

En España, Repsol, S.A 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 prorrogó 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 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 hasta el 37% en 2017. En 2015 se ha alcanzado el 35% (Incluye las categorías de Directivos, Jefes Técnicos y gestores excluidos de convenio).

Tras la adquisición de Talisman, apenas varía el porcentaje de mujeres en la compañía en los distintos tramos de edad.

	2015			2014		
	Mujeres	Hombres	% mujeres	Mujeres	Hombres	% mujeres
Menores de 20 años	77	78	50%	88	81	52%
Entre 21 y 30 años	1.521	2.112	42%	1.503	1.981	43%
Entre 31 y 40 años	3.634	5.937	38%	3.492	5.526	39%
Entre 41 y 50 años	2.484	5.061	33%	2.087	4.361	32%
Entre 51 y 60 años	1.154	4.312	21%	889	3.963	18%
Mayores de 60 años	106	690	13%	58	431	12%
Total	8.976	18.190	33%	8.117	16.343	33%

Hemos continuado avanzando en el análisis de equidad de distintos aspectos de la gestión de personas (desarrollo, retribución, desempeño, etc.), considerando edad, género, nacionalidad y discapacidad. La metodología que elaboramos fue verificada en 2014 junto a la “Universidad Carlos III” y la “Fundación para la investigación social avanzada”, y certificada el 3 de junio de 2015 por dicha Fundación. Esta certificación supone la validación de la metodología de análisis de brecha salarial y permite analizar la igualdad de oportunidades en los colectivos potencialmente vulnerables.

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 para ser una compañía sostenible y competitiva y eso pasa por ser una empresa cada vez más segura y responsable con el medio ambiente.

Periódicamente, desarrollamos un diagnóstico que nos permite identificar cuáles son nuestros principales retos y oportunidades en esta materia, teniendo en cuenta las expectativas de nuestras partes interesadas, las tendencias del sector, la regulación que puede entrar en vigor en el corto plazo y, muy especialmente, el Plan Estratégico 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 anuales de actuación de todas nuestras áreas de negocio. Adicionalmente, en 2015 se ha constituido la Comisión de Sostenibilidad, que tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, los objetivos, planes de actuación y prácticas de la compañía en materia de seguridad y medioambiente.

Entre las principales líneas de acción en materia de Seguridad y Medio Ambiente de la Compañía, destacan:

- Eficacia en la gestión de riesgos de seguridad y medio ambiente
- Mejora de la eficiencia operativa
- Fomento de una cultura de seguridad y medio ambiente global

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.

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.

EFICACIA EN LA GESTIÓN DE RIESGOS DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Para garantizar la seguridad en las instalaciones de Repsol y la protección de las personas implicadas, es fundamental una correcta identificación, evaluación y gestión de los riesgos asociados a los procesos y activos industriales.

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 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, a pesar de tener

¹ Las magnitudes e indicadores de este apartado se han calculado de acuerdo a las normas corporativas que establecen los criterios y la metodología común a aplicar en materia de SMA. Los datos que soportan la información ambiental provienen de las empresas filiales donde tenemos participación mayoritaria y/o control de operación y donde contabilizamos el 100% de los mismos. En materia de seguridad incluimos los datos relativos al 100% de los empleados de las empresas filiales donde tenemos participación mayoritaria y/o control de operación.

muy bajas probabilidades de materializarse, pueden llegar a ser de consecuencias muy significativas para las personas, el medio ambiente, las instalaciones o la reputación de la Compañía.

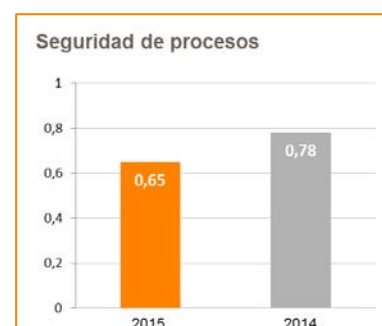
En 2014 se construyó la línea base de los accidentes de seguridad de procesos de la Compañía y 2015 ha sido el primer año en el que se han establecido objetivos específicos para este tipo de accidentes.

Repsol sigue su desempeño acorde a las definiciones establecidas por IOGP¹, API² y CCPS³, referencias internacionales en esta materia. En este sentido, debemos destacar que la accidentabilidad de proceso se ha reducido en un 17% en 2015 respecto a los valores del año anterior, mejorando además el objetivo anual establecido.

INDICADORES DE SEGURIDAD DE PROCESOS ⁽¹⁾	2015	2014
PSIR ⁽²⁾ TIER 1 + TIER 2	0,65	0,78

- ⁽¹⁾ Un accidente de seguridad de procesos es un accidente en el que existe una pérdida de contención primaria para el cual deben darse los siguientes criterios de manera simultánea:
- Existe un proceso o un producto químico involucrados.
 - Se produce dentro de una ubicación determinada, es decir, el incidente ocurre en una instalación de producción, distribución, almacenamiento, servicios auxiliares (utilities) o plantas piloto relacionadas con el proceso o producto químico involucrados. Esto incluye parques de tanques, áreas auxiliares de soporte (ej. calderas, plantas de tratamiento de aguas), y redes de distribución de tuberías bajo el control de la instalación. También cumplirán con el criterio de ubicación las operaciones de perforación.
 - Da lugar a una liberación de materia no planificada o no controlada, incluyendo materias no tóxicas y no inflamables (por ejemplo; vapor, agua caliente, nitrógeno, CO2 comprimido o aire comprimido), con unos determinados niveles de consecuencias.
- En función de los umbrales definidos se clasificará el accidente de seguridad de procesos como Tier 1 o Tier 2.

- ⁽²⁾ PSIR: *Process safety incident rate*



Adicionalmente, continuamos trabajando en reducir la **accidentabilidad personal**.

INDICADORES DE SEGURIDAD LABORAL ⁽¹⁾	2015	2014
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado ⁽²⁾	0,92	0,85
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	1,12	0,92
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,79	0,78
Índice de Frecuencia de accidentes total integrado (IFT) ⁽³⁾	2,25	2,38
Número de fatalidades personal propio	-	-
Número de fatalidades personal contratista	2	-



- ⁽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 acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

En 2015 hay que lamentar dos fatalidades que tuvieron lugar durante un derrumbe de tierras en la construcción de una nueva planta de envasado de GLP en Cuzco (Perú). Tras el accidente se realizó una investigación exhaustiva para analizar las causas que lo provocaron y se establecieron las medidas necesarias para evitar que este tipo de accidente vuelva a ocurrir.

Como se observa en la tabla anterior, el IF se ha incrementado en un 8% en relación con el año anterior. Desde el año 2014 se establecen además objetivos de IFT, indicador que amplía el alcance a otros accidentes incluyendo tanto los accidentes con pérdida de días como los sin pérdida de días. El IFT es un

¹ *The International Association of Oil & Gas Producers*

² *American Petroleum Institute*

³ *Center for Chemical Process Safety*

indicador más apropiado en la actualidad para la evaluación de objetivos de accidentabilidad. En 2015 éste índice se ha reducido un 5% con respecto al año anterior.

Repsol quiere avanzar en la reducción de la accidentabilidad y para ello ha comenzado a trabajar en 2015 en un Plan de seguridad anticipativa llamado *SMArtKeys*. Este plan se articula en tres ejes, Personas, Procesos y Plantas y se ha diseñado para prevenir accidentes industriales. Será de aplicación en los negocios susceptibles de tener este tipo de accidentes, es decir, en E&P, Refino España, Química, GLP y Repsol Perú.

Por otra parte, y dado que el tráfico terrestre sigue siendo una causa importante de accidentes entre nuestros empleados y contratistas, Repsol continúa teniendo 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. Por ejemplo en GLP Perú se ha implantado una central de monitorización de las principales causas de accidentabilidad en el transporte (velocidad, descansos y tránsito nocturno). Esta acción ha sido complementaria a la inspección mediante puntos de control en ruta, observando una drástica reducción de los excesos de velocidad y una mejora de las condiciones de descanso requeridas para el ejercicio de las actividades.

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.

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 este sentido, continuamos trabajando con el sistema HEADS (*Hydrocarbon Early Automatic Detection System*), una tecnología pionera propia desarrollada para detectar presencia de hidrocarburos en el mar de forma automática con un tiempo de respuesta inferior a dos minutos.

Cuando tiene lugar un derrame, activamos nuestros mecanismos de respuesta ante emergencias, y posteriormente establecemos nuevas acciones preventivas para evitar que vuelvan a ocurrir.

Estos mecanismos 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	2015	2014
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	21	17
Hidrocarburo derramado que ha alcanzado el medio (toneladas) ⁽¹⁾	23	316

⁽¹⁾ Dato correspondiente a derrames de hidrocarburo mayores de un barril

En 2015 la cantidad de hidrocarburo derramada ha sido de 23 toneladas, inferior a la del año anterior, y es importante destacar que no se ha producido ningún derrame relevante¹. El aumento en el número de derrames se debe fundamentalmente a la incorporación de Talisman.

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

MEJORA DE LA EFICIENCIA OPERATIVA

Repsol busca continuamente la minimización de los impactos ambientales generados por el desarrollo de su actividad impulsando una estrategia baja en carbono, optimizando la gestión del agua, considerando la biodiversidad como un elemento clave y mejorando la gestión de los residuos.

Reducción de la intensidad energética y de carbono en nuestra cadena de valor

Repsol promueve una estrategia baja en carbono, impulsando aquellas iniciativas que a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros productos reducen la intensidad energética y, por tanto, las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Este compromiso de Repsol se articula mediante su estrategia de carbono y el establecimiento de un objetivo de reducción de CO₂ equivalente a 1,9 millones de toneladas para el periodo 2014-2020. El plan integra la reducción de los consumos energéticos y las emisiones continuando con la búsqueda de oportunidades de negocio sostenibles relacionadas con la generación renovable y la movilidad eléctrica. Durante 2015 Repsol ha demostrado su compromiso con la mejora continua y ha impulsado acciones que han reducido 327¹ kilotoneladas de CO₂ equivalente, lo que supone que desde 2014 y en tan sólo dos años se ha alcanzado una reducción de casi el 40% del objetivo establecido para todo el periodo.

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 2015 se ha certificado el área química del Complejo Industrial de Tarragona, siendo con ello ya ocho las refinerías, plantas químicas y activos de Exploración y Producción certificados en la actualidad, y también ocho plantas de fabricación y almacenamiento de Lubricantes, Asfaltos y Especialidades, área que ha conseguido la certificación en formato multisite. 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.

Como prueba adicional de nuestro compromiso frente al cambio climático, en junio de 2015 Repsol se ha adherido a la iniciativa *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI)², en coalición con otras nueve empresas del sector *Oil&Gas*. El propio CEO de la Compañía, Josu Jon Imaz, ha firmado la adhesión y lidera el compromiso en esta materia. El objetivo de esta iniciativa voluntaria es compartir las mejores prácticas y soluciones tecnológicas entre los miembros, para coordinar nuestras acciones e intensificar nuestras inversiones y así acelerar la lucha contra el cambio climático.

Además, como firmante del documento “*Paris Pledge for Action*”, Repsol apoya el acuerdo de la sesión n.º 21 de la Conferencia de las Partes de Naciones Unidas (COP21) para no superar un incremento de la temperatura media del planeta de 2°C con respecto a la época preindustrial y trabaja para que la Compañía sea una parte de la solución del problema climático.

También hay que destacar que Repsol ha obtenido en 2015 la máxima puntuación (100 puntos) en transparencia en el reporte de la gestión del carbono según el índice de sostenibilidad *Climate Disclosure Project* (CDP). Esta calificación señala que Repsol ha proporcionado información exhaustiva sobre su estrategia de cambio climático, los procesos y resultados de su gestión de riesgos y las mediciones y la gestión de su huella de carbono.

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 el 2015 se ha llevado a cabo el cálculo y verificación de la huella de carbono del Coque Verde Combustible, incrementando con ello

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.

¹ Dato en proceso de verificación bajo la norma ISO 14064. Una vez finalizada la misma estarán disponibles en la web de Repsol.

² <http://www.oilandgasclimateinitiative.com/>.

hasta 14 el número de productos verificados. Además, se ha ampliado el alcance de la huella de carbono de los lubricantes incluyendo las etapas de uso y fin de vida, completando de esta forma el ciclo.

Nuestro compromiso con la sostenibilidad también tiene su reflejo en numerosos proyectos de investigación I+D+i pioneros en la industria. Gracias a estos estudios, se ha llevado a cabo un piloto de ecodiseño de polioli policarbonato, un producto que utiliza CO₂ como materia prima, reduciendo así la huella de carbono respecto a la de un polioli convencional.

Además, Repsol ha lanzado al mercado en noviembre 2015 un nuevo gasóleo de calefacción (*BiEnergy e+10*), especialmente diseñado para las calderas de última generación, con un 30% de mejora de Eficiencia Energética, y por tanto de reducción de consumo y de emisiones de CO₂, respecto a un gasóleo normal de calefacción en calderas tradicionales. Este gasóleo implica además una considerable reducción de emisiones de óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas y monóxido de carbono (CO).

Evolución hacia una visión estratégica del agua

Para Repsol el agua es un recurso estratégico, con un importante valor económico, social y medioambiental. En lo que respecta al sector del *Oil & Gas*, el agua es esencial para la producción de energía, y de igual forma la energía es básica para la extracción, transporte y tratamiento del agua. La búsqueda de un equilibrio en la relación energía-agua es un desafío esencial.

La *Repsol Water Tool*¹ permitió elaborar el mapa de riesgos de agua de la Compañía, a partir del cual en 2014 se definió un Plan de acción de mejora de gestión de agua 2015-2020 específico para cada instalación. Este Plan de acción está enfocado en tres líneas de trabajo, dentro de las cuales se han llevado a cabo las siguientes acciones:

- Mejora de la calidad del inventario: durante 2015 se ha trabajado en la implantación de indicadores de gestión del agua y en la definición de planes de instrumentación.
- Preparación ante futuros requerimientos regulatorios: en 2015 destaca el trabajo realizado en la modificación y/o adecuación de los tratamientos de vertido.
- Reducción de la competencia por el recurso: el trabajo en esta línea ha consistido en la identificación de acciones de reducción de consumos de agua, el incremento de la utilización de agua recirculada y la aplicación de mejoras para un uso eficiente de agua en la operación.

En 2015 se había establecido como objetivo de Compañía el cumplimiento del 85% de las líneas de trabajo. Dicho objetivo se ha superado gracias al esfuerzo de los distintos negocios, alcanzando una implantación cercana al 95%.

Protección y conservación de la biodiversidad y de los servicios ecosistémicos

A través de su posición en biodiversidad, Repsol se compromete a mitigar los potenciales impactos sobre la biodiversidad y los recursos que ésta proporciona (servicios ecosistémicos) durante la planificación y desarrollo de sus proyectos y operaciones. Repsol ha sido la primera compañía *Oil & Gas* en aplicar la metodología *IPIECA Biodiversity and Ecosystem Services (BES) Management Ladder*, utilizada para

¹ Herramienta desarrollada por Repsol que incorpora aspectos de *Global Water Tool* y *Local Water Tool*, las dos principales metodologías desarrolladas y adaptadas a la industria del petróleo y del gas para la identificación y valoración de impactos y amenazas asociadas al agua. *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. *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.

analizar la situación actual de los activos existentes de Exploración y Producción e identificar los próximos pasos a realizar. En 2014 se establecieron 153 líneas de trabajo sobre las que Repsol está actuando para conservar y/o mejorar la biodiversidad del entorno donde está situado. Durante 2015 hemos desarrollado nuevas acciones y se ha alcanzado un cumplimiento del 90% del plan anual establecido.

Estas líneas de trabajo responden a una estrategia corporativa alineada con las tendencias más punteras proporcionadas por foros de referencia donde participamos activamente como IPIECA, IOGP, *Cross-Sector Biodiversity Initiative*, el consorcio de *Proteus* con la UNEP-WCMC¹ o el *Smithsonian Institution*, o a nivel nacional el grupo de trabajo de Empresa y Biodiversidad de CONAMA. Además, en 2015 Repsol ha organizado en Madrid una Conferencia de Biodiversidad, en la que ha participado tanto personal interno como externo.

En 2015 hay que destacar las acciones que se han llevado a cabo en el área de Caipipendi (Bolivia) a partir de los resultados obtenidos de la línea base social y ambiental construida durante el año 2014. En primer lugar se ha elaborado un mapa de sensibilidad en el que se clasifican las diferentes zonas en función de su capacidad para resistir transformaciones sin sufrir alteraciones importantes. Se ha desarrollado además un Plan de Acción de Biodiversidad (PAB) que abarca el desarrollo de un plan preliminar de gestión, un programa de monitorización para detectar cambios en el ecosistema y la incorporación de criterios de biodiversidad en los estudios de impacto ambiental desde la fase de diseño.

Por otro lado, a partir de las recomendaciones extraídas del *Ecosystem Services Review* (ESR) llevado a cabo en Perú en 2014, durante 2015 se ha diseñado un PAB en Perú, y se ha decidido extender la metodología ESR a la región *offshore* del norte de Colombia, donde se ha llevado a cabo el análisis en colaboración con una prestigiosa organización especialista en estos temas, Fauna y Flora Internacional. Los resultados de este estudio nos permiten entender qué dependencias e impactos tienen tanto las comunidades como la compañía en los servicios ecosistémicos, aportándonos un mejor conocimiento del entorno en que operamos, lo que nos permite planificar mejor nuestra actividad, evitando y minimizando potenciales impactos.

Mejora en la gestión y minimización de residuos

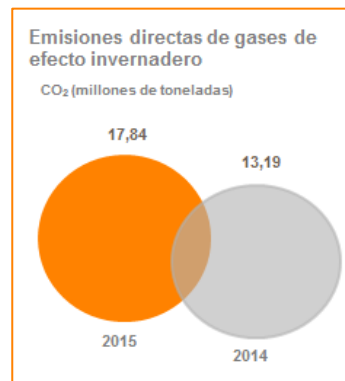
Trabajamos en mejorar la gestión de residuos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros procesos. Para ello, se dispone de un mapa de residuos de la Compañía que utiliza los criterios de reporte de las mejores prácticas del sector. El compromiso de Repsol se refleja en el objetivo de reducción de 50 kilotoneladas de residuos, establecido para el periodo 2015-2020.

Gracias a los esfuerzos realizados por las distintas áreas de negocio, se ha superado el objetivo anual establecido, llegando a conseguir una reducción de 9 kilotoneladas en 2015.

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* (EPP) de Compañía en la gestión de lodos y *cuttings* de perforación. 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. En 2015 se ha implementado el 100% de las EPPs previstas.

¹ *United Nations Environment Programme's World Conservation Monitoring Centre.*

INDICADORES DE EFICIENCIA OPERATIVA	2015	2014
GESTIÓN ENERGÉTICA Y DE CARBONO⁽¹⁾		
Consumo energético (10 ⁶ GJ) ^{(2) (3)}	214	178,4
Emisión directa de CO ₂ (millones de toneladas) ⁽³⁾	17,84	13,19
Emisión directa de CH ₄ (millones de toneladas) ^{(3) (4)}	0,139	0,024
Emisión directa de N ₂ O (miles de toneladas) ^{(3) (4)}	0,883	0,674
Emisión directa de CO ₂ eq (millones de toneladas) ^{(3) (4)}	21,04	13,90
Reducción de CO ₂ (millones de toneladas) ^{(4) (5)}	0,327	0,479
GESTIÓN DEL AGUA		
Agua dulce captada (kilotoneladas)	57.303	54.729
Agua reutilizada (kilotoneladas)	8.964	9.945
Agua vertida (kilotoneladas) ⁽³⁾	49.859	35.920
Hidrocarburos en agua vertida (toneladas) ⁽³⁾	384	199
GESTIÓN DE RESIDUOS⁽⁶⁾		
Residuos peligrosos (toneladas)	49.097	66.430
Residuos no peligrosos (toneladas)	94.453	167.200
OTRAS EMISIONES AL AIRE		
SO ₂ (toneladas)	28.304	29.800
NO _x (toneladas) ⁽³⁾	40.268	35.399
COVNM (toneladas) ⁽³⁾	51.993	45.851



- ⁽¹⁾ Las magnitudes a 31 de diciembre de 2015 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.
- ⁽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⁾ El incremento observado en 2015 respecto al año anterior se debe a la incorporación de los activos de Talisman.
- ⁽⁴⁾ Los datos correspondientes a 2014 han sido modificados respecto al Informe de Gestión 2014, como consecuencia de la verificación posterior tras su formulación.
- ⁽⁵⁾ Reducción de CO₂ conseguida gracias a la implementación de acciones de reducción de gases de efecto invernadero, comparada con la línea base de 2010.
- ⁽⁶⁾ Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a lodos de perforación que ascendieron a 243.609 y a 105.469 toneladas en 2015 y 2014, respectivamente. El incremento producido en el ejercicio se debe fundamentalmente a la incorporación de los lodos de Talisman.

FOMENTO DE UNA CULTURA DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE GLOBAL

En Repsol entendemos que desarrollar una cultura de seguridad y medio ambiente compartida por toda la Compañía es vital para alcanzar nuestros objetivos.

Durante 2015, se ha empezado a trabajar en el desarrollo de una metodología de diagnóstico que permita conocer la Cultura SMA en cada una de las instalaciones, de manera que se puedan establecer planes de mejora adaptados a cada contexto. Con el fin de probar el funcionamiento de dicha metodología, se han realizado dos diagnósticos piloto durante la segunda parte del año, uno de ellos en el negocio de GLP España y el otro en la Unidad de Negocio Bolivia. Los resultados obtenidos han sido muy enriquecedores, no sólo para mejorar la metodología de cara a extenderla al resto de las instalaciones sino también para detectar oportunidades de mejora en la manera de gestionar y actuar.

Esta metodología está apoyada en un modelo de Cultura SMA propio que contempla 7 pilares básicos sobre los que se va a trabajar en los próximos años: Liderazgo en SMA, Reconocimiento justo, Confianza en el reporte, Información compartida, Organización que aprende, Sensación de vulnerabilidad y Capacidad de adaptación. Para implantar este modelo se ha diseñado un Plan de diagnóstico de Cultura SMA 2016-2020. Además, durante este año la Compañía ha continuado trabajando en el Plan de Liderazgo iniciado en 2012, para mejorar la cultura a través de sus líderes, así como en los programas formativos de otros colectivos.

6.3. FISCALIDAD

ESTRATEGIA Y POLÍTICA FISCAL DE REPSOL

La estrategia y política fiscal del Grupo se alinea con la misión y valores de la compañía, así como con la estrategia de sus negocios a largo plazo. Ha sido aprobada por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. y se resume en lo siguiente:

“El Grupo Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y actuando con transparencia, a pagar sus impuestos de manera responsable y eficiente y a promover relaciones cooperativas con los gobiernos, tratando de evitar riesgos significativos y conflictos innecesarios.”

Los principios de actuación sobre los que se sustenta la política fiscal del Grupo se enuncian a continuación:

Uno. La Compañía es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico sostenible de las sociedades en las que está presente y los tributos que paga representan una parte significativa de su contribución económica a las mismas. Por ello, se compromete al pago responsable de los impuestos en los países donde opera, aplicando los siguientes principios de actuación:

- Cumplimiento de la ley, respetando tanto su letra como su espíritu.
- Aplicación del principio de libre concurrencia (“*arm’s length*”) en sus operaciones intragrupo.
- Adopción de sus posiciones fiscales sobre la base de motivos económicos y empresariales sólidos o de prácticas comúnmente aceptadas, evitando esquemas o prácticas de planificación fiscal abusiva.
- Suministro de información veraz y completa sobre sus operaciones.
- Priorización de las vías no litigiosas para la resolución de conflictos, cuando sea factible, y uso de las posibilidades que ofrecen los procedimientos legales para potenciar los acuerdos con las administraciones.

Dos. El Grupo concilia el cumplimiento responsable de sus obligaciones tributarias con el compromiso de crear valor para sus accionistas a través de una gestión eficiente de los costes y beneficios fiscales. La gestión fiscal eficiente apoyará el desarrollo de las operaciones y modelos de negocio, respetando tanto la letra como el espíritu de las leyes aplicables, tomando en consideración los intereses globales de la compañía y previniendo riesgos fiscales significativos.

Tres. El Grupo se compromete a potenciar una relación con las administraciones tributarias inspirada en los principios de confianza, buena fe, profesionalidad, colaboración, lealtad y búsqueda del entendimiento mutuo sobre una base de reciprocidad, todo ello con la finalidad de facilitar la aplicación del sistema tributario, incrementar la seguridad jurídica y reducir la litigiosidad.

Cuatro. Repsol aplica políticas fiscales responsables que permiten la prevención de conductas susceptibles de generar riesgos fiscales significativos. La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política global de gestión de riesgos del Grupo y tiene por finalidad mitigarlos o eliminarlos, y en caso de ser asumidos (por no haber sido posible un común entendimiento con la administración tributaria), asegurar la defensa de los intereses legítimos del Grupo.

Cinco. El Grupo Repsol, como empresa socialmente responsable, se compromete a que la transparencia pública constituya una de las máximas que guíen su actuación en el ejercicio de la función fiscal. En particular, el Grupo se compromete a:

- No hacer uso de estructuras societarias opacas o artificiosas con la finalidad de ocultar o reducir la transparencia de sus actividades.
- No tener presencia en paraísos fiscales, salvo que ésta sea necesaria por motivos de negocio.
- Cumplir con los mejores estándares existentes en el *reporting* externo sobre fiscalidad, para facilitar la comprensión de su contribución fiscal y de las políticas fiscales aplicadas.

Es importante mencionar que el Grupo Repsol se encuentra adherido desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias elaborado en España y comparte y apoya los principios contenidos en el “*BIAC Statement of Tax Principles for International Business*” y en la “*OECD Guidelines for Multinational Enterprises*”.

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, impuestos sobre el empleo y cotizaciones sociales, etc.

En 2015 la carga tributaria total incluida en el Resultado Neto Ajustado de los segmentos (exceptuando Gas Natural Fenosa), es la siguiente:

Concepto	2015		2014	
	Grupo Repsol		Grupo Repsol	
	Importe	Tipo	Importe	Tipo
Impuesto sobre beneficios	561	27,5% ⁽²⁾	886	41,3% ⁽²⁾
Carga tributaria total ⁽¹⁾	1.394 ⁽¹⁾	48,5% ⁽³⁾	1.703 ⁽¹⁾	57,5% ⁽³⁾

⁽¹⁾ Impuesto sobre beneficio + tributos y cotizaciones que minoran el resultado operativo.

⁽²⁾ Impuesto sobre sociedades / resultado recurrente a CCS, sin Gas Natural Fenosa.

⁽³⁾ Carga tributaria / resultado recurrente a CCS antes de impuestos sobre beneficios y tributos, sin Gas Natural Fenosa.

CONTRIBUCIÓN FISCAL POR PAÍSES

Tal y como se mencionó anteriormente el Grupo Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento y colaboración con la administración, y conlleva relevantes responsabilidades.

En 2015 Repsol pagó 11.989 millones de euros en impuestos y cargas públicas asimilables, habiendo presentado más de 46.000 declaraciones tributarias.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo: (a) Se segmentan 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, etc.), 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, etc.). A los primeros se les denomina “Carga Fiscal” y a los segundos “Tributos Recaudados”. (b) Se computan sólo los tributos efectivamente pagados en el ejercicio, por lo que no se incluyen, por ejemplo, los impuestos sobre beneficios devengados en el período pero que se pagarán en el futuro.

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

	Tributos pagados		Carga Fiscal						Tributos recaudados ⁽²⁾							
	2015	2014	Impuesto Sociedades		Otros		Total		IVA		Impuesto sobre Hidrocarburos		Otros		Total	
			2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
España	8.762	9.145	359	340	350	308	709	648	2.724	3.145	4.997	4.919	332	433	8.053	8.497
Portugal	1.140	1.129	13	12	11	7	24	19	370	421	727	672	19	17	1.116	1.110
Italia	206	357	1	1	2	1	3	2	41	60	161	294	1	1	203	355
Países Bajos	58	36	58	36	-	-	58	36	-	-	-	-	-	-	-	-
Noruega	15	-2	-	-	1	-	1	-	-8	-6	-	-	22	4	14	-2
Francia	8	8	1	1	1	1	2	2	6	6	-	-	-	-	6	6
Resto ⁽³⁾	2	4	2	-	1	1	3	1	-3	-2	-	-	2	5	-1	3
Europa	10.191	10.677	434	390	366	318	800	708	3.130	3.624	5.885	5.885	376	460	9.391	9.969
Perú	564	778	12	49	76	106	88	155	271	420	186	187	19	16	476	623
T&T	176	319	41	179	136	148	177	327	-8	-15	-	-	7	7	-1	-8
Brasil	137	108	14	33	101	56	115	89	-	1	-	-	22	18	22	19
Bolivia	125	106	81	74	4	3	85	77	34	24	-	-	6	5	40	29
Venezuela	81	150	14	89	38	48	52	137	19	7	-	-	10	6	29	13
Colombia	56	27	36	18	2	1	38	19	-	-	-	-	18	8	18	8
Ecuador	43	56	23	30	9	10	32	40	3	11	-	-	8	5	11	16
Argentina	43	6	41	-	-	-	41	-	-	-	-	-	2	6	2	6
Resto ⁽³⁾	3	3	1	1	1	-	2	1	-	1	-	-	1	1	1	2
Latam y Caribe	1.228	1.553	263	473	367	372	630	845	319	449	186	187	93	72	598	708
Indonesia	130	1	124	-	-	-	124	-	1	-	-	-	5	1	6	1
Malasia	121	-	4	-	100	-	104	-	-5	-	-	-	22	-	17	-
Rusia	66	79	9	13	46	47	55	60	9	17	-	-	2	2	11	19
Vietnam	28	-	18	-	7	-	25	-	-1	-	-	-	4	-	3	-
Singapur	8	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	8	-
Australia	5	3	1	-	1	-	2	-	-1	-	-	-	4	3	3	3
Resto ⁽³⁾	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	3	-
Asia y Oceanía	361	83	156	13	154	47	310	60	11	17	-	-	40	6	51	23
EE.UU.	80	78	-	3	40	55	40	58	-	-	-	-	40	20	40	20
Canadá	74	4	1	-	37	-	38	-	-32	3	-	-	68	1	36	4
Norteamérica	154	82	1	3	77	55	78	58	-32	3	-	-	108	21	76	24
Argelia	27	30	17	25	4	1	21	26	-	-	-	-	6	4	6	4
Angola	23	3	-	-	-	-	-	-	4	-	1	-	18	3	23	3
Libia	2	241	-	215	1	24	1	239	-	-	-	-	1	2	1	2
Resto ⁽³⁾	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	3	5
África	55	279	17	240	5	25	22	265	4	-	1	-	28	14	33	14
TOTAL	11.989	12.674	871	1.119	969	817	1.840	1.936	3.432	4.093	6.072	6.072	645	573	10.149	10.738

⁽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.

⁽³⁾ El apartado de resto incluye impuestos pagados por países por importe no superior a 4 millones de euros.

GESTIÓN DE RIESGOS FISCALES

Los asuntos fiscales se gestionan de manera ordenada y experta para garantizar el cumplimiento de las obligaciones fiscales y la gestión de los riesgos de naturaleza tributaria. Se aplican procedimientos, sistemas y controles internos eficaces para permitir el ejercicio adecuado de los procesos clave de la función fiscal.

El Grupo cuenta con una organización adecuada para asegurar el despliegue de sus políticas fiscales. Los principios organizativos aseguran que la función fiscal se desarrolla de manera profesional (equipos

expertos), integrada (criterio único) y global (responsabilidad sobre todos los asuntos fiscales del Grupo en sus distintos ámbitos de gestión).

El Consejo de Administración es informado periódicamente, y al menos una vez al año, de la ejecución de la estrategia y política fiscal durante el ejercicio, así como de los aspectos más relevantes de la gestión de los asuntos y riesgos fiscales. Igualmente, se someten a la aprobación del Consejo de Administración las operaciones de especial riesgo fiscal.

En línea con lo anterior, 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 así al Grupo identificar aquellas inversiones u operaciones que presentan un especial riesgo fiscal.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política global de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo. Se plasma en la existencia de procesos, sistemas y controles internos de la gestión de riesgos fiscales.

El Grupo mantiene debidamente actualizado un mapa de riesgos en el que se identifican, específicamente, los de carácter fiscal, ya deriven de (i) políticas fiscales aplicadas; (ii) posibles incumplimientos o (iii) controversias sobre la interpretación y aplicación de las leyes o de la inestabilidad del marco jurídico-fiscal y contractual.

Igualmente, el Grupo Repsol gestiona activamente los riesgos fiscales con el fin de mitigarlos o eliminarlos, y en caso de ser asumidos tales riesgos (por no haber sido posible un común entendimiento con la administración tributaria), se lleva a cabo la mejor defensa posible de los intereses legítimos del Grupo.

PARAÍOS FISCALES

De acuerdo con su política fiscal, Repsol evita utilizar estructuras de carácter opaco o artificioso con la finalidad de ocultar o reducir la transparencia de sus actividades. Repsol se compromete a no tener presencia en paraísos fiscales, salvo que ésta obedezca a legítimos motivos de negocio.

En caso de tener presencia o actividad en un paraíso fiscal, se garantiza: (i) la autorización por el Consejo de Administración de la constitución o adquisición de la sociedad, así como la información periódica sobre su actividad; (ii) el estricto cumplimiento de la normativa relativa al ejercicio de las actividades empresariales desarrolladas; (iii) la aplicación de los criterios y procedimientos generales de administración y control de la gestión del Grupo; y (iv) la plena transparencia y cooperación con las administraciones afectadas para facilitar la información que estimen necesaria en relación con las actividades desarrolladas.

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 por la OCDE y 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 tener una presencia mínima, 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, al igual que los trabajos desarrollados en la Unión Europea para definir una lista de jurisdicciones no cooperantes.

Centrándonos en la lista española de paraísos fiscales, diferenciamos entre:

▪ **Sociedades provenientes del antiguo Grupo Repsol (pre-integración de Talisman):**

Repsol no tiene sociedades activas controladas en dichos territorios. No obstante, hay tres sociedades controladas que están inactivas y/o en proceso de liquidación¹ y tres sociedades activas, no controladas por tener participación minoritaria, localizadas en paraísos fiscales:

- (i) Oil Insurance, Ltd. (5,86%; Islas Bermudas) y Oil Casualty Insurance, Ltd. (1,80%; Islas Bermudas) : compañías mutuas de seguros del sector *Oil & Gas*, que cubren riesgos del Grupo desde Bermuda, jurisdicción típica para la realización de la actividad reaseguradora de activos del negocio del *Upstream*;
- (ii) OCP, Ltd. (29,66%, Islas Caimán): compañía que incorpora un convenio de asociación internacional (*joint venture*) para canalizar la participación en una sociedad operativa ecuatoriana que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (oleoducto de crudos pesados).

▪ **Sociedades provenientes del antiguo Grupo Talisman:**

Se posee participación minoritaria en la sociedad Transasia Pipeline Company (15%, Islas Mauricio), *joint venture* para canalizar la participación en una sociedad operativa de Indonesia que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (PT Perusahaan Transportasi Gas Indonesia).

Adicionalmente, existen cuatro sociedades originalmente constituidas en paraísos fiscales cuya residencia fiscal ha sido efectivamente trasladada a países de la Unión Europea² o a otros países participantes en las iniciativas del G-20³, que no tienen la consideración de paraísos fiscales.

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.

¹ Greenstone Assurance Ltd., (Bermudas; en situación de “*run off*”), Repsol Exploration Services, Ltd., (Islas Caimán) y un establecimiento permanente en Liberia, inicialmente dedicado a actividades de exploración y producción de hidrocarburos, actualmente en proceso de de-registro.

² Dichas sociedades serían Foreland Oil Limited y Fortuna Resources (Sunda) Limited, residentes fiscales en el Reino Unido y Talisman Wiriagar Overseas Limited, residente fiscal en los Países Bajos.

³ Santiago Oil Company, residente fiscal en Colombia.

6.4. INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i)

En el año 2015 se sigue poniendo de manifiesto en los foros internacionales la importancia de la inversión en investigación y desarrollo en el sector de la energía como factor clave para atender la demanda energética global de manera sostenible. El desarrollo de tecnología y su aplicación en la búsqueda de energía, en su transformación de manera eficiente y en los diferentes usos de la energía, como en el transporte por ejemplo, así como la I+D para transformar CO₂ en materiales o la investigación de nuevas tecnologías energéticas son los pilares en los que Repsol centra sus esfuerzos de I+D para, trabajando en red, mediante alianzas científicas, responder a los desafíos a los que se enfrenta el sector energético.

La inversión ha ascendido a 95 millones de euros.

INDICADORES OPERATIVOS	2015	2014
Inversión I+D (millones de euros) ⁽¹⁾⁽²⁾	95	90
Nº contratos de colaboración científica externa	119	105
Proyectos impulsados por la Administración Española	13	13
Proyectos impulsados por la U.E.	11	8
Proyectos internacionales	0	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 2015.

⁽²⁾ Importes calculados 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.

Para ser más eficientes y sostenibles en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, Repsol cuenta desde este ejercicio con un nuevo conjunto de herramientas tecnológicas propietarias que suponen un avance sobre las tecnologías existentes.

Excalibur, un sistema de optimización de los planes de desarrollo de yacimientos basado en algoritmos propios, que ya se ha aplicado de manera exitosa en varios activos. *Pegasus* es el siguiente paso, ya que incorpora la utilización de los sistemas cognitivos en nuestro día a día, siendo este proyecto, que desarrollamos en colaboración con IBM, único en el mundo. Además, los proyectos finalizados de digitalización de petrofísica nos permiten mejorar la definición de los prospectos y optimizar la ubicación de los pozos; las nuevas capacidades en geomecánica incorporan a la toma de decisiones mayor precisión; las técnicas de anticipación para conocer los fluidos y su caracterización mejoran la eficiencia en la recuperación y el transporte de los mismos; las soluciones de EOR (*enhanced oil recovery*) nos permitirán recuperar más cantidad de petróleo de nuestros yacimientos de crudos extrapesados.

La digitalización y la simulación también se están aplicando en los procesos de transformación de energía, como en el refino de hidrocarburos, donde estamos diseñando e incorporando desarrollos matemáticos en la producción y diseño de nuevos modelos de operación en las plantas de conversión, que permitirán ser más eficientes. Los productos comerciales obtenidos a través de proceso de refino también han evolucionado tecnológicamente, como por ejemplo con el desarrollo de productos y procesos eco-eficientes como los asfaltos que contribuyen a la diferenciación y a su expansión internacional o los lubricantes *fuel efficiency*.

En el ámbito de la energía para el transporte se está desarrollando el proyecto Spain 17, en el que se prueban conceptos que integran en un prototipo todas las tecnologías de eficiencia para el transporte. Además, Repsol sigue abanderando la investigación en electrificación de transporte, recarga y baterías, en sus laboratorios así como mediante la participación en consorcios.

En el año 2015 también se ha finalizado la prueba de concepto en planta piloto del desarrollo tecnológico Neospol, que permite utilizar CO₂ como materia prima para la fabricación de polímeros mejorando sus prestaciones, abriendo una puerta a la creación de una industria de materiales más sostenible. También se ha avanzado en la mejora de procesos y reducción de costes en la gestión de unidades de tecnología química.

En el ámbito de nuevas tecnologías, cabe destacar los avances en los proyectos de investigación en renovables y usos de CO₂, donde se ha apostado por la tecnología con mayor interés y potencial, la Fotosíntesis Artificial, que permite la transformación de la energía solar en energía química utilizando el CO₂ como materia prima. Además, en el ámbito de la biotecnología se han diseñado y se encuentran en fase de desarrollo microorganismos que a partir de una nueva ruta metabólica sintética, permiten obtener biocombustibles avanzados novedosos

Como consecuencia de esta apuesta por la investigación y desarrollo, se han generado 26 solicitudes de patentes y más de 40 publicaciones científicas de prestigio

El trabajo en red y las alianzas tecnológicas nos han permitido multiplicar de manera exponencial nuestra capacidad de investigación y desarrollo, contando con más de 113 acuerdos con universidades, centros de tecnología y empresas tecnológicas de prestigio a nivel internacional.

Además, en el mes de diciembre se lanzó la tercera edición del programa de innovación abierta INSPIRE, en el que participará toda la comunidad científica de más de 30 universidades y centros tecnológicos españoles para proponer soluciones disruptivas a los grandes retos tecnológicos en el sector energético, con el objetivo de ser desarrolladas en función de su alcance y posibilidad de éxito.

Toda esta actividad se ha liderado desde el Centro de Tecnología Repsol, el corazón científico de la compañía, que se encuentra en un campus de más de 192.000 m² y cuenta con 56.000 m² construidos de instalaciones y laboratorios que permiten a Repsol ser reconocida por su tecnología a nivel internacional.

Innovación

Creemos que la innovación tiene que ser el resultado de una evolución cultural que suponga un cambio en los hábitos de trabajo. Por ello durante 2015 nuestras Unidades de innovación y mejora – presentes en todas las áreas de negocio y a nivel corporativo - han intensificado el esfuerzo en los ejes identificados en la reflexión estratégica de 2014:

- Innovación estratégica, como aspiración de plantearnos hacer cosas de forma diferente, atreviéndonos a ir más allá y asumiendo riesgos para lograr desarrollar nuevas maneras de generar valor para nuestra organización. Se ha proporcionado apoyo a 63 equipos de trabajo con un alto nivel de transversalidad que han trabajado utilizando metodologías de emprendimiento interno para desarrollar oportunidades en áreas diversas, por ejemplo diferenciación del negocio químico, eficiencia energética en nuestras instalaciones industriales, plataforma digital para servicio al cliente en marketing o nuevas áreas de negocio transversales como el aprovechamiento de residuos productos y posibles aplicaciones basadas en Internet de las Cosas (IoT).
- Mejora continua, como un elemento fundamental de nuestro sistema de gestión que permite alinear las operaciones del día a día con la estrategia de la Compañía a través de un cambio cultural orientado a maximizar la aportación de valor de forma sostenida. Se han puesto en marcha cinco programas de Transformación Lean, dirigidos a la consecución de resultados de forma continuada y sostenible en el tiempo, en las áreas de Química, Gestión de la información técnica de *Upstream*, Económico y Fiscal, Sistemas de información y Personas y Organización. Están consiguiendo resultados relevantes, por ejemplo acortamiento en los plazos de registros contables, reducciones en los tiempos de carga de datos de geociencias o reducción de los ciclos de producción en las plantas químicas con la consiguiente reducción de los inventarios de seguridad.
- El conocimiento, como ventaja competitiva de la Compañía, potenciando nuevas formas de trabajo que fomenten la mejora continua, el aprendizaje y la innovación a través del trabajo en comunidad. La base del despliegue de la estrategia de Gestión del conocimiento son las Comunidades de Práctica (CoP) de tercera generación, para las que se está definiendo un modelo de funcionamiento, basado en las mejores prácticas aportadas por cada uno de los negocios.

Estas líneas estratégicas se acompañan con otras iniciativas de carácter transversal que apoyan su despliegue:

- Programa de Facilitadores. El 100% de los equipos que lo han necesitado han contado con el apoyo de un facilitador interno. Ya se ha completado el entrenamiento de dos promociones de facilitadores de innovación y otras dos de mejora, con un total de 56 facilitadores disponibles.
- En abril de 2015, Repsol lanzó la segunda edición del Premio a la Innovación, con un objetivo doble: inspirar y perder el miedo a equivocarse. En esta edición, se han presentado 193 iniciativas (170 en la categoría de éxitos y 23 en la de aprendizajes). Participó en el proceso de votación aproximadamente un 20% de la plantilla.
- Se ha empezado a tomar medidas de la madurez de la organización en los comportamientos deseados. En 2015 habrán participado en equipos de innovación, transformación lean y gestión del conocimiento más de 1.000 personas, tanto de Campus como de complejos industriales y de países.

6.5. NEGOCIOS EMERGENTES

Repsol impulsa y gestiona nuevas iniciativas en áreas emergentes que puedan generar oportunidades de negocio 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* 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. Los principales campos de aplicación analizados hasta la fecha son:
 - Aprovechamiento del agua de producción generada en activos de *Upstream* para usos alternativos
 - Aprovechamiento del *know-how* interno en eficiencia energética para asesorar a otras empresas.
 - Aprovechamiento de residuos externos en materias primas o productos de interés con un enfoque de economía circular
 - Comercialización de pellets de madera utilizando la red de distribución de Repsol (piloto en marcha)
3. Valorización de Tecnología: su objetivo es comercializar la propiedad intelectual generada en la Compañía, desarrollada internamente o adquirida, que sea susceptible de ser valorizada externamente sin que dicha externalización implique pérdida de *know how* y/o de ventaja competitiva para Repsol.

Entre los proyectos gestionados por este área, se encuentra HEADS, cuya instalación está lanzada en todas las refinerías Repsol con terminal marítimo y en la plataforma Casablanca.

En 2015, el comportamiento de las sociedades participadas que componen el portafolio gestionado por Negocios Emergentes ha sido muy positivo, en concreto:

- Principle Power Inc., en cuyo capital tenemos una participación del 25,37%, 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 más de 15 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 INNVIERTE¹, es uno de los principales productores de grafeno de Europa. Es socio del Graphene Flagship, el mayor programa de investigación puesto en marcha por la Unión Europea. En el 2015 Graphenea ha superado un millón de euros de facturación y ha obtenido EBITDA positivo.
- 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 726 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 consiguió acreditar por tercer año consecutivo la reducción de emisiones de CO₂ y ha sido seleccionado por cuarto año consecutivo por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, dentro de la convocatoria de los Proyectos CLIMA 2014. El proyecto CLIMA de Coche Eléctrico de Repsol ya ha conseguido reducir 285 toneladas de emisiones de CO₂.
- 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, se dedica al diseño, producción y venta de plataformas eléctricas y sistemas de extracción de baterías para motos eléctricas. Tanto el sistema de “battery pack extraíble”, patentado a nivel europeo, como el diseño industrial de la plataforma eléctrica, adaptable a las necesidades del cliente, son sus principales ventajas competitivas.

En el 2015 la cifra de negocio de Scutum alcanzó 117 unidades de motos eléctricas y ha firmado importantes contratos con grandes clientes corporativos. Adicionalmente, Scutum ha sido seleccionada como empresa proveedora de la moto eléctrica que nuestro equipo de motoGP está usando en los paddock de los circuitos de los grandes premios.

El proyecto de Scutum ha recibido dos premios en el 2015: Emprendedor XXI (concedido por La Caixa y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo) y el premio Eneragen 2015 a las Tecnologías de Mejora Energética en el Sector Transporte (otorgado por la asociación Eneragen).

6.6. SOCIEDAD

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Repsol, en el desarrollo de sus actividades, dirige su responsabilidad corporativa a la optimización de los impactos positivos y a minimizar los impactos negativos en la sociedad y en el medio ambiente, a lo largo de la cadena de valor, mediante un comportamiento ético y transparente.

Durante este ejercicio, Repsol ha aprobado su política de sostenibilidad, en la que asume el compromiso de impulsar las mejores prácticas en materia de sostenibilidad y revisar periódicamente su desempeño. Asimismo, se compromete a conocer y analizar las expectativas de los distintos grupos de interés de la compañía.

Además, el Consejo de Administración ha constituido una Comisión de Sostenibilidad, encargada de analizar e informar al Consejo de Administración de las expectativas de los distintos grupos de interés de la compañía, de proponer la aprobación de la estrategia y de orientar y supervisar los objetivos, los planes de actuación y las prácticas de la compañía en sostenibilidad.

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.

La Compañía cuenta con 15 comités de sostenibilidad: un comité de sostenibilidad mundial, nueve de país¹ y cinco de centro operativo². 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. Cada comité de sostenibilidad ha publicado su correspondiente plan en la página web de Repsol.

La extensión del modelo de responsabilidad corporativa, en los distintos países y centros operativos, ha permitido crear una red de personas formadas en sostenibilidad, que conocen y comprenden las expectativas de la sociedad y su integración en los negocios.

En 2015 se han desarrollado las casi 700 acciones contenidas en los planes de sostenibilidad, 73% de ellas vinculadas a la retribución variable de sus responsables.

Este modelo integra las expectativas de nuestras partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía.

Para más información véase “*Informe Anual de Sostenibilidad 2015*” en la web de Repsol.

ACCIONISTAS E INVERSORES

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores cuya misión es atender a los accionistas actuales o potenciales de Repsol, 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. Desde este área se atiende tanto a los inversores institucionales como a los accionistas minoritarios, además de a los inversores en renta fija y a los analistas que siguen a la compañía.

Los principales indicadores de su actividad han sido:

INFORMACIÓN ACCIONISTAS E INVERSORES	2015	2014
Llamadas atendidas por la Oficina de Información al Accionista (OIA) ⁽¹⁾	27.000	41.000
Accesos web Repsol ⁽²⁾	380.215	459.000
Roadshows con inversores institucionales ⁽³⁾	49	31
Roadshows con inversores socialmente responsables ⁽³⁾	8	8
Roadshows accionistas minoritarios ⁽³⁾	14	21
Miembros de la comunidad "Repsol en Acción"	46.400	39.000
Eventos para accionistas minoritarios	79	90

⁽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.

Las principales líneas de actuación durante el año 2015 han sido:

- Seguimiento de los principales inversores institucionales de Repsol. Destacan los roadshows donde la alta dirección explicó a los inversores y analistas el cierre de la transacción de compra de Talisman Energy y las principales líneas del nuevo Plan Estratégico de Repsol 2016-2020.

¹ Existen comités de sostenibilidad en Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, España y Portugal, Estados Unidos, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela.

² Existen comités de sostenibilidad en los centros operativos de: A Coruña, Cartagena, Petronor, Puertollano y Tarragona.

- Fortalecimiento de su modelo de atención al colectivo de inversores institucionales socialmente responsables, que ha visto incrementado su peso relativo en el accionariado de Repsol pasando de 9,7% en 2014 a 11% en 2015.
- La atención al accionista minoritario. Repsol ha avanzado en su programa de fidelización; “Repsol en Acción”, a través del cual se articulan los beneficios que la compañía ofrece a los accionistas y que contaba con alrededor de 46.400 miembros a cierre de año 2015. La accesibilidad al programa se articula a través de diferentes canales como: página web, revista de Accionistas, canal de Repsol en Youtube, newsletters periódicos, la Guía del Accionista o envío de SMS informativos con motivo de los resultados trimestrales.
- Renovación del Comité Consultivo de Accionistas, que potencia el diálogo entre Repsol y sus accionistas minoritarios. Los miembros electos del comité participaron en distintas reuniones en los meses de abril, junio y diciembre, ampliando el conocimiento de la compañía sobre sus expectativas y valoración de las acciones y canales de comunicación existentes, así como del contenido y calidad de dichas comunicaciones.
- Aprobación de la política de comunicación donde se define y establecen los principios y criterios que rigen las actuaciones de comunicación y contactos con los accionistas, con los inversores institucionales y con los asesores de voto. La publicación cumple las recomendaciones establecidas por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) en su nuevo Código de Buen Gobierno de las Sociedades Cotizadas.

Los inversores, mediante encuestas con entidades especializadas como “Extel”, han premiado la labor del área de Relación con Inversores de Repsol con los siguientes galardones dentro del sector Oil & Gas: mejor CEO, mejor CFO, mejor Director de Relación con Inversores y mejor equipo de Relación con Inversores. Así mismo, la publicación “*Institutional Investor*” otorgó a Repsol en el ranking “*All Europe Executive Team*” el galardón al mejor Director de Relación con Inversores y la segunda posición al equipo de Relación con Inversores.

COMUNICACIÓN

El objetivo de la política de Comunicación de Repsol es dar respuesta a las crecientes demandas de sus grupos de interés, ofreciendo información relevante y veraz. De esta forma, la compañía reafirma su compromiso con la transparencia y la responsabilidad, dos de sus señas de identidad corporativa.

En sus acciones de comunicación, Repsol intenta trasladar sus valores de forma proactiva, así como compartir todo lo relacionado con sus actividades de negocio con accionistas e inversores, clientes, proveedores, comunidades y empleados.

Para materializar este compromiso con la transparencia, Repsol hace uso de todos los canales y las tecnologías disponibles: web corporativa, boletines digitales, redes sociales, campañas publicitarias, encuentros con medios o notas de prensa, entre otros.

PRINCIPALES INDICADORES DE ACTIVIDAD EN INTERNET	2015	2014
Comunicados Publicados	471	515
Visitas a la web (promedio mensual)	2.724.000	2.900.000
Usuarios únicos en la web corporativa (promedio mensual)	1.967.000	1.793.000
Seguidores de LinkedIn	165.775	112.000
Seguidores de Facebook	157.250	146.000
Seguidores de Twitter	99.990	80.000
Usuarios de Instagram	91.310	33.110
Usuarios de Youtube	8.320	5.722
Usuarios de Flickr	1.227	-

PUBLICIDAD, PATROCINIO Y RELACIONES PÚBLICAS

A lo largo de 2015 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. En el plano comercial, se han realizado numerosas acciones publicitarias y promocionales que han servido para destacar la calidad de nuestros productos y servicios 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 a nivel internacional y a reforzar la imagen de empresa líder, innovadora y comprometida con la sociedad.

Durante la temporada 2015, Toni Bou consiguió su decimoctavo título de Trial, convirtiéndose en el piloto con más títulos mundiales en deportes del motor. Este programa de patrocinio, junto al patrocinio del Equipo Repsol Honda de MotoGP, 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, mejorar los productos comerciales y ser capaz de responder a las elevadas expectativas de sus clientes.

En 2015 se ha continuado con el apoyo al programa FIM CEV¹ Repsol y con el programa de becas de la Escuela Monlau Repsol, generando oportunidades y una adecuada formación para jóvenes deportistas y futuros profesionales.

De acuerdo con el firme compromiso de Repsol con el futuro de la energía y el respeto al medio ambiente, la compañía ha compensado un año más las emisiones de CO₂ correspondientes a su participación en el mundial de MotoGP y a la celebración de su Junta General de Accionistas. Y además, este año, las emisiones relacionadas con la organización del FIM CEV Repsol.

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

PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

Las perspectivas de crecimiento económico mundial, si bien son positivas, son algo más bajas de las estimadas en julio del 2015. El FMI revisó a la baja su previsión de crecimiento mundial para 2015 en 0,2 puntos porcentuales (p.p.), situándolas en el 3,1% debido al deterioro de las perspectivas tanto de las economías emergentes como de las desarrolladas. Además, los riesgos a la baja sobre dichas perspectivas se han agudizado como consecuencia de la caída de los precios de las materias primas, la menor afluencia de capitales en los mercados emergentes y las presiones que soportan sus monedas, y la creciente volatilidad de los mercados financieros, han agudizado los riesgos a la baja para las perspectivas globales.

Las previsiones para 2016 muestran un repunte del crecimiento mundial, situándose en el 3,6%. En 2015 se pudo observar como la aportación al crecimiento mundial de economías emergentes y avanzadas estaba relativamente equilibrado. No obstante, en 2016 vamos a volver a un escenario más tradicional, dónde la aportación de las economías emergentes al crecimiento global volverá a ser sensiblemente mayor, con un crecimiento previsto del 4,5%, 0,5 p.p. más que lo estimado para 2015. Así, las economías avanzadas mantendrán el ritmo de recuperación modesto, proyectándose un crecimiento del 2,2% en 2016, dos décimas más que lo previsto en 2015, EE.UU. continuará siendo la economía que más aportará al crecimiento de las economías avanzadas.

El crecimiento estimado de las economías emergentes para 2015 se situaría en el 4%, cifra que de confirmarse supondría la tasa más baja registrada tras la crisis del 2009. Los factores que explicarían la debilidad de este crecimiento en 2015 son: (i) el menor crecimiento de los países exportadores de materia primas, (ii) la desaceleración de China, (iii) los ajustes que han seguido al boom crediticio y de inversión, (iv) condiciones financieras externas más desfavorables y (v) las tensiones geopolíticas y conflictos internos.

En cuanto a la economía española, en la actualidad está creciendo a más del doble que el conjunto de la zona euro. Atendiendo a los últimos datos de PIB, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, mientras que el conjunto de los 19 países que componen la eurozona crecieron en 2015 un 1,5%, España un 3,2%. La Comisión Europea prevé un crecimiento económico en España para 2016 en torno a un 2,8%.

Los factores que explican este crecimiento diferencial con respecto a la zona euro son: (i) la creación sostenida de empleo, (ii) la solidez de la confianza en la economía española, (iii) la política monetaria expansiva del BCE, (iv) la reducción de la prima de riesgo, (v) la depreciación del euro y (vi) los bajos precios del petróleo.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2015	2016	2015	2016
Economía mundial	3,1	3,4	3,3 ¹	3,4 ¹
Países avanzados	1,9	2,1	0,3	1,1
España	3,2	2,7	-0,3 ¹	0,9 ¹
Países emergentes	4,0	4,3	5,6	5,6

Fuente: FMI (*World Economic Outlook* Enero 2016) y Dirección de Estudios de Repsol

¹ Datos extraídos del FMI (*World Economic Outlook* Octubre 2015)

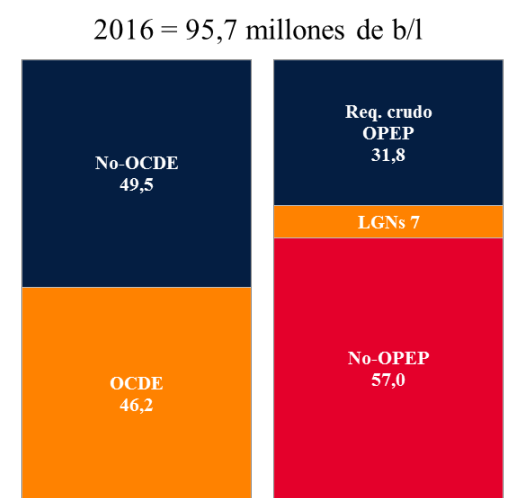
PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

Perspectivas del sector energético a corto plazo

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el balance oferta-demanda de petróleo estaría determinado por una reducción de la producción no-OPEP para 2016 de cerca de 600 mil barriles diarios, de los cuales casi el 65% saldría de la producción de EE.UU.

Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE, situándose el crecimiento esperado para 2016 en los 1,2 millones de barriles diarios; mientras que en los países OCDE el crecimiento será casi nulo. Este escenario implica un aumento de 1,6 millones de barriles diarios en las necesidades de crudo OPEP y variaciones de inventarios para 2016 hasta los 31,8 millones de barriles diarios.

Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial



Fuente: AIE y Dirección de Estudios Repsol.

Respecto a la evolución de los precios del crudo en el corto plazo, el consenso de mercado apunta a un nivel de precios de 48,2 dólares por barril para la media de 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.

Respecto a la evolución de los precios del gas en el corto plazo y a pesar de los débiles fundamentos del ejercicio 2015, a partir de 2016 se espera un ajuste del balance oferta-demanda debido a los siguientes factores: (i) Reducción del crecimiento de la producción debido al recorte de la inversión de las compañías de *Upstream* (el bajo entorno de precios repercutirá en una menor producción); (ii) Nueva demanda estructural no ligada a la temperatura (exportaciones y proyectos industriales). Actualmente se encuentran en construcción cinco proyectos de licuefacción para exportar GNL desde Estados Unidos (Sabine Pass, Freeport, Cove Point, Cameron y Corpus Christi; 9,2 bcf/d en total). Además, hasta el año 2020 hay planteados más de 400 proyectos industriales intensivos en el consumo de gas –fertilizantes, metanol y petroquímica-; (iii) Creciente sustitución de generación eléctrica con carbón por generación con gas (mayor peso de las políticas medioambientales y de cambio climático).

Los elementos que podrían retrasar el ajuste previsto del balance están relacionados con: (i) La productividad en los *plays* no convencionales (Marcellus/Utica fundamentalmente). Una mayor productividad implicaría un crecimiento sostenido de la producción y un exceso de capacidad de transporte por tubería desde estos *plays*; (ii) El retraso en la entrada en vigor de la regulación ambiental y la penetración más rápida de las renovables (menores costes, avances tecnológicos en las baterías de

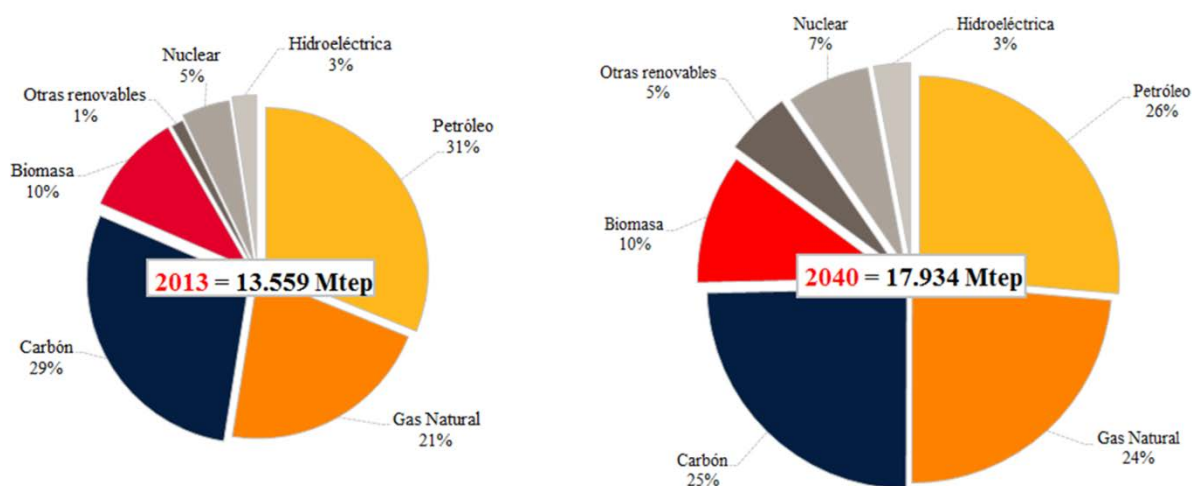
almacenamiento de electricidad); (iii) Menores exportaciones de GNL debido a los menores precios del crudo (que rigen el precio del GNL a escala internacional, sobre todo en Asia); y (iv) la cancelación de proyectos industriales.

Perspectivas del sector energético a largo plazo

A escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 31% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente energética más utilizada.

Durante los próximos años no se esperan grandes cambios. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario base del *World Energy Outlook* de 2015, el petróleo registrará una contracción de 5 puntos porcentuales en la matriz energética de 2040 respecto a 2013. Por su parte, el gas natural alcanzará una participación del 24% sobre una demanda energética total estimada en 17.934 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Perspectivas a largo plazo de la matriz de energía primaria mundial



Fuente: AIE y Dirección Estudios de Repsol

7.2 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LOS NEGOCIOS

En octubre de 2015 Repsol ha presentado su Plan Estratégico para el periodo 2016-2020 (ver apartados 1 y 2.3 en el epígrafe “*Plan Estratégico 2016-2020*”), con el que la Compañía emprende una etapa de puesta en valor del crecimiento alcanzado tras lograr los objetivos fijados en el Plan Estratégico anterior.

Para conseguir los retos de creación de valor y el aumento de la resiliencia, marcados en el PE 2016-2020, en 2016 la compañía se focalizará, entre otros aspectos, en el diseño y despliegue de un Programa de Transformación y en la captura de importantes eficiencias y sinergias en todas las áreas de negocio y países.

El Programa de Eficiencia, anunciado con el Plan Estratégico y de aplicación en toda la Compañía, incorporará unos ahorros de capex y de opex que, junto con las sinergias de la integración con Talisman, se espera aporten 1.100 millones de euros en 2016, batiendo las expectativas iniciales del PE 2016-2020 para dicho ejercicio. Respecto a las sinergias de la integración con Talisman, se han capturado más de 200 millones de dólares gracias a la implantación de nuevas acciones y a una gestión adecuada de los costes asociados a las mismas. Esto ha permitido duplicar las expectativas inicialmente previstas para 2016.

En 2016 el área de Exploración y Producción se focaliza en tres regiones estratégicas: Norteamérica, Latinoamérica y Sudeste Asiático, con un alto potencial de desarrollo orgánico. Su producción se estima que en 2016 estará en un nivel de 700.000 barriles equivalentes de petróleo/día, garantizada por los actuales volúmenes de reservas.

Las inversiones previstas para 2016 de esta área ascienden aproximadamente a 3.000 millones de euros, cifra un 25% menor, en términos homogéneos, a la de 2015, gracias, entre otros, al proceso de optimización y al Programa de Eficiencia puesto en marcha. Los esfuerzos de inversión se centrarán en proyectos de alto valor añadido y se concentrarán principalmente en proyectos de desarrollo y construcción de instalaciones en Trinidad, EE.UU., Brasil, Venezuela, Canadá, UK, Argelia, Perú, Bolivia, Indonesia, Colombia y Malasia, así como en la perforación de sondeos exploratorios, si bien el capex de exploración se reduce un 40% respecto al del ejercicio anterior.

Todo ello permitirá a esta área de negocio reducir el nivel del precio del crudo a partir del cual se generará caja positiva, junto con un incremento del retorno del capital empleado (ROACE).

La mayor eficiencia en el área de Exploración y Producción se completará con las fortalezas demostradas en el área del *Downstream*, que ha reafirmado las ventajas de Repsol como compañía integrada.

Las inversiones realizadas en las refinerías de Cartagena y Petronor, con la correspondiente mejora en los márgenes de refino, han situado a Repsol a la cabeza de las compañías europeas integradas por eficiencia, lo que garantiza la generación de valor y resiliencia en un entorno deprimido de precios del petróleo. Los objetivos marcados para 2016 son:

- En las instalaciones de Refino y Química, incremento de la fiabilidad de las plantas y orientación, a través del Programa de Eficiencia, a la reducción de los costes energéticos y de las emisiones de CO₂, lo que conducirá a una mejora continuada de sus márgenes;
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal, optimizando las operaciones.
- Política de mejora de eficiencia, con una estricta contención de costes, si bien atendiendo a la situación particular de los negocios en crecimiento.

Por otro lado, Repsol gestionará activamente su portafolio de negocios, de manera que gracias a la flexibilidad, fortaleza y adaptabilidad del mismo prevé obtener en los dos próximos ejercicios más de 3.000 millones de euros por desinversiones en activos no estratégicos.

En el entorno previsto con un escenario deprimido de precios del crudo de 40 dólares por barril, gracias a la integración de nuestros negocios, entre otros factores, Repsol prevé que será capaz de generar caja para financiar sus necesidades de inversión, retribuir a sus accionistas y reducir deuda.

8. RIESGOS

8.1. 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 continúa siendo moderado, más de lo previsto meses atrás. Las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI WEO update enero 2016) estiman cierta mejora de las economías avanzadas. Sin embargo, el crecimiento se está deteriorando en las economías emergentes afectado por la disminución de los precios de las materias primas, la desaceleración económica de China y la normalización de la política monetaria en los EE.UU. Así, se espera que el crecimiento global sea del 3,1% en 2015, peor que el 3,4% en 2014, con una cierta recuperación en 2016 hasta el 3,4%.

En los últimos meses, el riesgo de una desaceleración más aguda en China y otras economías emergentes ha aumentado, lo que ha aumentado la inestabilidad de los mercados financieros globales. Otra fuente de incertidumbre es el posible ritmo de normalización monetaria en EE.UU. después de que en diciembre decidiera comenzar a subir los tipos de referencia.

Adicionalmente, la baja liquidez del mercado dificulta el proceso de ajuste en los mercados financieros, lo que genera volatilidad. Las políticas acomodaticias no convencionales han contribuido a una disminución de las primas de riesgo en varios mercados, incluyendo bonos soberanos y deuda corporativa.

Recientemente, los precios del crudo han estado presionados a la baja debido a los elevados inventarios, la alta producción global, pero también por la incertidumbre económica mundial (especialmente en China) y la inestabilidad de los mercados financieros. Entre junio y agosto de 2015, los precios del crudo perdieron más del 30% de su valor, alcanzando mínimos históricos en el año. Si bien es cierto que parte de esta caída se recuperó en menos de una semana, los precios han vuelto a caer de nuevo llegando a cotizar por debajo de los 40\$ por barril. Es decir, un 35% por debajo del precio máximo visto este año. Junto con este exceso de oferta de petróleo, la débil demanda global ha empujado hacia abajo los precios del petróleo y los de las materias primas en general y, por lo tanto, ha influido en la disminución de las expectativas de inflación. A pesar de todas estas incertidumbres, un escenario de bajos precios del petróleo crudo debería activar la dinámica en el lado de la demanda y la oferta. De este modo, los bajos precios actúan como un estímulo positivo para el consumo en combinación con una señal negativa a la inversión, la actuación de estas fuerzas debería reequilibrar el mercado. Sin embargo, algunos países, como Irán, o en menor escala, Libia, se espera que aumenten su producción. En el caso de Irán, cuando se levanten las sanciones, podrá poner en el mercado los 80 millones de barriles que tiene en inventarios, y la producción de crudo del país podría aumentar de 0,5 a 1,3 millones de barriles por día en 2016.

Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos en 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 diez 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, que pueden verse alterados como consecuencia de retraso, renegociación o cancelación de proyectos. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en las actividades de *Upstream*, en materias tales 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, en *Downstream*, 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, tecnologías extractivas, 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, y dada la importancia del Cambio Climático, debemos destacar el riesgo al que la Compañía puede estar expuesta por posibles cambios en el entorno regulatorio relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero debidas a nuestra actividad industrial y asociadas al uso de nuestros productos. En este sentido, seguimos muy estrechamente la evolución de los cambios de legislación en materia de energía y clima en todas aquellas áreas en las que operamos. Por ejemplo, en Europa se debe destacar la adopción del paquete 2030 de energía y clima y los cambios asociados en las distintas directivas como son la Directiva de Eficiencia Energética y la reforma del ETS (*Emission Trading Scheme*); en USA la regulación relativa al plan nacional de reducción de emisiones de metano y en Canadá la implementación de la legislación climática en el estado de Alberta.

Por último, tras la adquisición de Talisman, la Compañía ha incrementado su actividad en hidrocarburos no convencionales. Desde un punto de vista medioambiental, la preocupación por los impactos que la exploración y explotación de este tipo de recursos puedan ocasionar podría llevar a los gobiernos y autoridades a la aprobación de nueva normativa o a la exigencia de nuevos requerimientos para su desarrollo, con el consiguiente impacto en la Compañía.

Riesgos operativos inherentes a las actividades de Repsol

Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): 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 y suministro de proveedores, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas y su desmantelamiento. Adicionalmente, los proyectos de exploración son complejos en cuanto a su tamaño y están expuestos a retrasos en la ejecución y desviaciones en los costes inicialmente presupuestados. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas, áreas maduras y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, el Mar del Norte, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. También hay que considerar, 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.

Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)

Las actividades de las áreas de Refino, Química, Trading y producción y distribución de productos derivados del petróleo y del GLP están expuestas a los riesgos inherentes a estas actividades y éstos pueden estar relacionados con las características propias de estos productos (inflamabilidad o toxicidad), su uso (incluido el de los clientes), las emisiones resultantes del proceso productivo (como los gases de efecto invernadero) y materiales y residuos utilizados (residuos peligrosos y la gestión energética y del agua), que pueden afectar a la salud de las personas, la seguridad y el medio ambiente. Los activos industriales de Repsol (refinerías, plantas regasificadoras, almacenes, puertos, ductos, barcos, camiones

cisterna, estaciones de servicio...) están expuestos a accidentes tales como incendios, explosiones, fugas de productos tóxicos, así como incidentes medioambientales contaminantes a gran escala. Estos accidentes pueden causar muertes y lesiones a los empleados, contratistas, residentes de áreas colindantes y clientes, así como daños a los bienes y activos de Repsol y de terceros.

Por otra parte, las actividades del segmento *Downstream* se desarrollan en un mercado altamente competitivo. Los márgenes de refino y comercialización pueden verse afectados por una combinación de factores tales como la baja demanda por el deterioro de la situación económica de los países en los que opera, altos precios de los crudos y de otras materias primas, tendencias de los costes energéticos ligados a la producción, excesos en la capacidad de refino en Europa y la creciente competencia de productos provenientes de refinerías en Rusia, Oriente Medio, Asia Oriental y Estados Unidos con costes productivos inferiores. Los negocios comerciales compiten con operadores internacionales de la industria de hidrocarburos y con otros operadores no petroleros (cadenas de supermercados y otros operadores comerciales) para adquirir u operar Estaciones de Servicio. Las Estaciones de Servicio de Repsol compiten fundamentalmente en base al precio, servicio y disponibilidad de productos *non-oil*.

Si alguno de los riesgos mencionados se materializa, la actividad de Repsol, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podría 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 ataques de grupos armados. 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 y no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema “SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System*”, referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*)”.

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, incluyendo cambios en los precios de los hidrocarburos, 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. La estimación de reservas probadas y no probadas de petróleo y gas también estará sujeta a correcciones tanto por errores en la aplicación de las normas publicadas como por cambio en las mismas. 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.

El 8 de mayo de 2015 Repsol completó la adquisición del 100% del capital de Talisman Energy Inc. (“Talisman”), compañía canadiense dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas. Como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de la adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios.

Los resultados de Talisman en los dos últimos ejercicios han sido negativos, principalmente como consecuencia del saneamiento de sus activos y de la provisión de costes futuros, incluidos los correspondientes a sus negocios conjuntos. Por otra parte, sus negocios están sujetos a los riesgos propios de las actividades petroleras y a otros particulares, e incluso podrían existir riesgos todavía desconocidos (por ejemplo, fiscales, legales o medioambientales...). De materializarse alguno de los riesgos indicados tras la toma de control de Talisman, se podría producir un impacto negativo en las operaciones, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

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

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

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

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

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

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

Repsol 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 surgidas 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.

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.

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

La normativa 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 mencionada normativa 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.

Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

La compañía desarrolla sus operaciones en múltiples entornos en los que existen diversos grupos de interés, principalmente comunidades locales de las áreas de influencia de sus operaciones así como organizaciones de la sociedad civil (de ámbito local y nacional), políticas, sindicales y de consumidores, entre otras.

En caso de que los intereses de dichos colectivos se contrapongan a las actividades de la compañía y la interlocución con los mismos no genere los acuerdos necesarios, Repsol puede verse afectado por la publicación de información tendenciosa o manipulada que genere corrientes de opinión contrarias a sus actividades.

Esto podría provocar un impacto negativo en la aceptación mediática o social de las actuaciones de Repsol, lo que derivaría a su vez en una erosión de la reputación de la compañía y en la pérdida de oportunidades de negocio en la zona o en el país, con potenciales efectos adversos en el negocio, la posición financiera y los resultados de las operaciones.

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 16 “*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. 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

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

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

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que: (i) 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; (ii) gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que: (i) 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; (ii) 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 16, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 17, "*Operaciones con derivados*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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 17, "*Operaciones con derivados*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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 16, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 17, "*Operaciones con derivados*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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 en el epígrafe "*Calificación crediticia*" en este documento.

8.2. 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.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta, siendo un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Repsol viene trabajando desde hace años en un modelo de gestión integrada de riesgos con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. El Sistema de Gestión Integrada de

Riesgos de Repsol (SGIR) permite suministrar una visión global y fidedigna de todos los riesgos que pueden afectar a la Compañía, independientemente de su naturaleza.

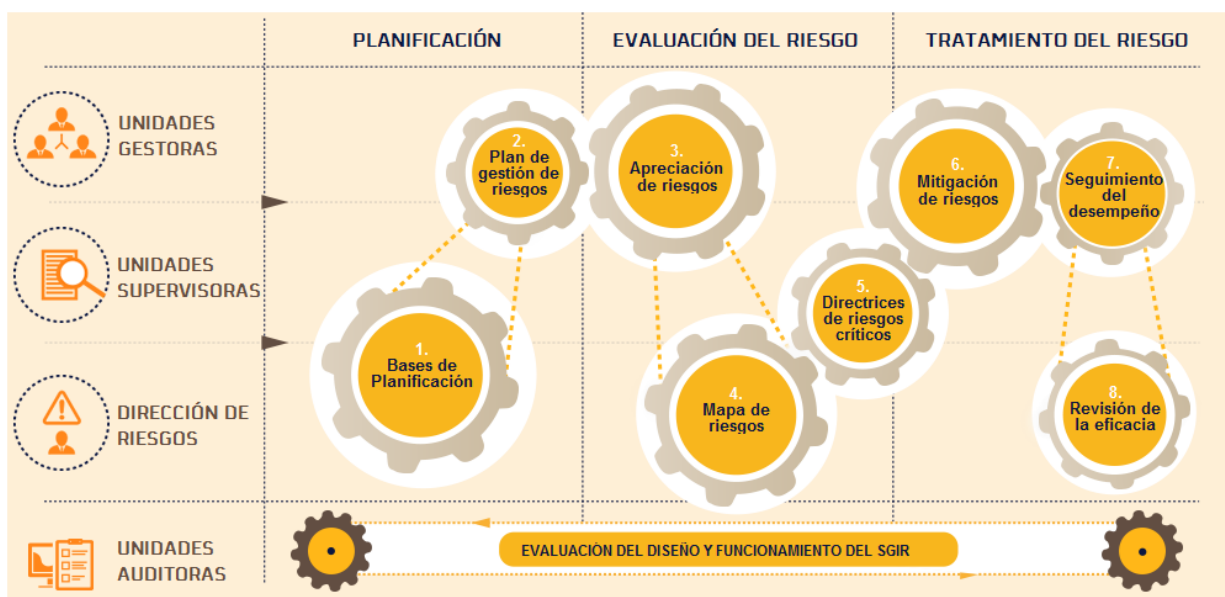
El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en una Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité de Dirección de la Compañía. Este modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- La Alta Dirección lidera la gestión integrada de riesgos.
- Se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, siempre con el enfoque global aportado por la Dirección de Riesgos.
- 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 ejerce funciones de coordinación y gobierno del sistema.
- Asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- Promueve la mejora continua para ganar en eficiencia y capacidad de respuesta.

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)



Fuente: Dirección Riesgos de Repsol

Durante 2015, y con el propósito de obtener un Mapa de Riesgos consolidado a nivel de Grupo, la compañía ha continuado desarrollando Talleres de Riesgos. Cada Taller cuenta con la participación de un grupo de expertos de los negocios/ áreas de Repsol, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

Para Repsol, el Mapa de Riesgos es la pieza central que identifica los riesgos relevantes y los clasifica de acuerdo a su importancia. Para ello, la Compañía dispone de una metodología que permite caracterizar de una forma sencilla, entendible y robusta los riesgos y cuantificar el potencial impacto económico, reputacional y en personas que puede sufrir la unidad de negocio o área en caso de materializarse.

Además, la organización ha comenzado a trabajar, en algunos riesgos de alta criticidad, en una herramienta que permite obtener una visión integrada de los factores que inciden en la materialización del evento de riesgo y en sus consecuencias, con el objetivo de prevenir su ocurrencia y/o reducir sus impactos. Esto permite orientar el esfuerzo hacia el tratamiento del riesgo poniendo foco en la detección y gestión de las barreras y controles (medidas preventivas y de contingencia).

Adicionalmente, como elemento esencial para el funcionamiento del modelo de gestión se han mantenido y desarrollado nuevas actividades dirigidas a potenciar una cultura más proclive a la gestión integrada de riesgos en la compañía. Para ello, durante este ejercicio se ha trabajado en la definición, desarrollo y realización de formación presencial, complementaria a la online ya incluida en el catálogo de oferta formativa de la Compañía anteriormente.

En el apartado 6 se ofrece información específica sobre la Gestión de Riesgos de Seguridad y Medioambiente y Gestión de Riesgos Fiscales, respectivamente.

ACERCA DE ESTE INFORME

Este informe ha de ser leído junto con las cuentas anuales consolidadas correspondientes a 31 de diciembre de 2015 del Grupo Repsol. Los usuarios del mismo 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 principales riesgos e incertidumbres se describen en el apartado “8.1 Factores de Riesgo”.

Para la elaboración de este informe se han considerado 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: INDICADORES, MAGNITUDES ALTERNATIVAS Y CONCILIACIÓN CON NIIF

PRINCIPALES INDICADORES DE RENDIMIENTO FINANCIERO¹

Nombre	Cálculo (Ratios)	Descripción
Resultado neto ajustado ⁽²⁾	RNA= Resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición (“ <i>Current Cost of Supply</i> ” o CCS) y neto de impuestos.	Atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el Resultado Neto Ajustado. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.
Efecto Patrimonial	Diferencia entre el resultado a (CCS) y el resultado contable. Se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.	Coste de reposición (“ <i>Current Cost of Supply</i> ” o CCS): Método de valoración de las existencias comúnmente utilizado en la industria, difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea (Coste Medio ponderado o MIFO). 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. Este método se utiliza para facilitar la comparabilidad con otras compañías del sector
No recurrentes	El Resultado No Recurrente se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.	Son aquellos resultados que se originan por hechos o transacciones que caen fuera de las actividades ordinarias o típicas de la empresa.
EBITDA ⁽²⁾ (<i>Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization</i>)	EBITDA = Resultado operativo* + Amortización + Deterioros y otras partidas que no suponen entradas o salidas de efectivo de las operaciones ----- *Resultado operativo= Resultado de las operaciones continuadas a coste de reposición + Efecto patrimonial + Resultado no recurrentes, antes de impuestos.	Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios considerando únicamente su actividad productiva. Es una aproximación a los recursos que podrían obtenerse de los activos de la explotación.
Capital Empleado ⁽²⁾	CE=Patrimonio neto + deuda neta al final del periodo	Es esencialmente el capital invertido por accionistas y bonistas en la compañía.
ROACE ⁽²⁾ (<i>Return on Average Capital Employed</i>)	ROACE= (Resultado operativo a coste medio ponderado (MIFO) recurrente después de impuestos + resultado participadas recurrente) / (Capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas)	Evalúa la capacidad de los activos que la empresa tiene en explotación para generar beneficios operativos.

¹ El 5 de octubre de 2015 la *European Securities Markets Authority* (ESMA) publicó unas directrices relativas a la presentación de Medidas Alternativas del Rendimiento (MAR) de obligado cumplimiento la información regulada publicada a partir del 3 de julio de 2016 para sociedades cotizadas. Algunos de los indicadores presentados en esta tabla se concilian con los indicadores calculados con los estados financieros consolidados NIIF adoptados por la Unión Europea en el Anexo I de este Informe de Gestión.

² Magnitudes “ajustadas”: incluyen los de negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. No obstante los resultados y magnitudes correspondientes a Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia.

Nombre	Cálculo (Ratios)	Descripción
BPA (<i>Beneficio por acción</i>)	Resultado Neto atribuido a la sociedad dominante / Número medio de acciones en circulación	Su valor indica cuánto del Resultado Neto obtenido por el Grupo como resultado de su actividad correspondería a cada acción.
PER (<i>Price Earnings Ratio</i>)	Precio de cotización de la acción al cierre / Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.	Su valor indica número de veces que el beneficio neto anual se encuentra incluido en el precio de una acción. Es representativa de la valoración que realiza la bolsa de la capacidad de generar beneficios de la empresa.
Ratio de apalancamiento ⁽¹⁾	Deuda financiera neta / Capital empleado neto	Indica lo apalancada, mediante financiación ajena, que está la empresa.
Deuda financiera bruta (DFB) ⁽¹⁾	<p>Pasivo financiero* no corriente + pasivo financiero* corriente</p> <p>-----</p> <p>* Suma de la deuda con entidades de crédito, obligaciones y otros valores negociables emitidos y otras deudas con terceros)</p>	Deudas con entidades de crédito, obligaciones y otros valores negociables emitidos y otras deudas con terceros (no considerados entidades de crédito) como préstamos y créditos financieros recibidos tanto a largo como a corto plazo, así como derivados financieros con valoración desfavorable para la empresa.
Deuda financiera neta (DFN) ⁽¹⁾	DFN = (Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes – Activos financieros no corrientes + Activos financieros disponibles para la venta – Otros activos no corrientes + Efectivo y otros equivalentes de efectivo – Valoración neta a mercado de derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio – Valoración neta a mercado de derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio)	<p>Es una la principal medida para medir el endeudamiento de la Compañía.</p> <p>Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.</p>
Período medio de pago a proveedores (PMP)	<p>Período medio de pago a proveedores = ((Ratio operaciones pagadas x importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago x importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes).</p> <p>Ratio de operaciones pagadas = Σ (número de días de pago x importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados.</p> <p>Ratio de operaciones pendientes de pago = Σ (Número de días pendientes de pago * importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.</p>	Corresponde al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo.
Capitalización bursátil	= (Precio de cotización al cierre) x (número de acciones en circulación a cierre)	Valor de la compañía en la bolsa de valores.
Coste de exploración ⁽¹⁾	Costes incurridos en las actividades de exploración incluyendo costes de perforación de pozos exploratorios y de pozos estratigráficos exploratorios.	Los costes de exploración son costes incurridos con el objetivo de identificar áreas en las que hay expectativas de la existencia de reservas de crudo y gas.

¹ Magnitudes “ajustadas”: incluyen los de negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. No obstante los resultados y magnitudes correspondientes a Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia.

Nombre	Cálculo (Ratios)	Descripción
Inversiones netas de explotación ⁽¹⁾	$\text{Inversiones netas} = \text{Inversiones de explotación}^{(*)} - \text{Desinversiones de explotación}$ <p>----- ^(*) Inversiones en inmovilizado material e intangible afectados a las operaciones de los negocios del Grupo.</p>	Aquellas inversiones realizadas por el Grupo para su inmovilizado.
Inversiones de exploración ⁽¹⁾	Inversiones incurridas en las actividades de exploración que incluye fundamentalmente las actividades de geología, geofísica y pozos de exploración y evaluación/ <i>appraisal</i> .	Las inversiones de exploración son aquellas inversiones cuyo objetivo es identificar áreas con recursos potenciales de hidrocarburos y realizar las perforaciones de pozos necesarios para descubrirlos y realizar su evaluación en caso de descubrimiento.
Inversiones de desarrollo ⁽¹⁾	Inversiones incurridas en las actividades de desarrollo y producción. que incluye fundamentalmente las inversiones en perforación de pozos de producción/desarrollo, pozos auxiliares (inyección...) y las instalaciones y plantas en superficie necesarias para la producción.	Las inversiones de desarrollo son aquellas inversiones cuyo objetivo es poner en producción los hidrocarburos descubiertos.
Coste de extracción (<i>Lifting cost</i>) ⁽¹⁾	Coste de extracción de hidrocarburos / Producción neta de hidrocarburos	Su propósito es calcular el coste operativo unitario de extraer los hidrocarburos desde el subsuelo.
Coste de descubrimiento (<i>Finding cost</i>) ⁽¹⁾	(Inversiones en compra dominio minero exploratorio + Inversiones de exploración) / (Reservas probadas netas incorporadas por descubrimientos y extensiones)	Su propósito es calcular el coste de incorporar un nuevo barril a las reservas probadas netas de la Compañía a través de la actividad de exploración.
Coste de descubrimiento y desarrollo (<i>Finding and Development cost</i>) ⁽¹⁾	(Inversiones en compra de dominio minero exploratorio + Inversiones de exploración + Inversiones de desarrollo) / (Reservas probadas netas incorporadas por descubrimientos, extensiones, revisiones y mejoras)	Su propósito es calcular el coste de incorporar un nuevo barril a las reservas probadas netas de la compañía a través de las actividades de exploración y desarrollo.
Tasa de reemplazo de reservas	Movimientos en reservas probadas netas totales (por descubrimientos, extensiones, revisiones, mejoras y compra/venta) / Producción neta	Indicador porcentual del grado de reposición de las reservas netas producidas.
Tasa de reemplazo de reservas orgánica	Movimientos en reservas probadas netas totales (por descubrimientos, extensiones, revisiones, mejoras) / Producción neta	Indicador porcentual del grado de reposición de las reservas netas producidas excluyendo los movimientos de reservas probadas netas por compras/ventas.

¹ Magnitudes "ajustadas": incluyen los de negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. No obstante los resultados y magnitudes correspondientes a Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia.

TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS

			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	kbbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbbl/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	<i>British thermal unit</i> / 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

CONCILIACIÓN DE RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UE

DICIEMBRE 2015						
AJUSTES						
Millones de euros	Resultados Ajustados	Reclasificación de Negocios Conjuntos	No Recurrente	Efecto Patrimonial	Total ajustes	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	1.806	434	(3.984)	(696)	(4.246)	(2.440)
Resultado financiero	233	44	173	-	217	450
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	469	(563)	-	-	(563)	(94)
Resultado antes de impuestos	2.508	(85)	(3.811)	(696)	(4.592)	(2.084)
Impuesto sobre beneficios	(562)	85	1.182	194	1.461	899
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	1.946	-	(2.629)	(502)	(3.131)	(1.185)
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(86)	-	1	43	44	(42)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.860	-	(2.628)	(459)	(3.087)	(1.227)
Resultado de operaciones interrumpidas						-
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.860	-	(2.628)	(459)	(3.087)	(1.227)

DICIEMBRE 2014						
AJUSTES						
Millones de euros	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

CONCILIACIÓN DE OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF ADOPTADOS POR LA UE

DEUDA NETA (Millones de euros)	Financiación neta negocios conjuntos	Reclasificación de negocios conjuntos ⁽¹⁾	Deuda financiera neta según balance
Instrumentos financieros no corrientes (activo)	121	512	633
Otros activos financieros corrientes	118	1.119	1.237
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.771	(323)	2.448
Pasivos financieros no corrientes	(10.716)	135	(10.581)
Pasivos financieros corrientes	(4.320)	(2.753)	(7.073)
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio ⁽²⁾	92	-	92
TOTAL	(11.934)	(1.310)	(13.244)

⁽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 11 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.819 millones de Euros y 300 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 2015 (Millones de euros)	Según Evolución Deuda Neta	Ajuste Negocios conjuntos ⁽¹⁾	Inversiones / Desinversiones financieras	Según Estado de Flujos de Efectivo
EBITDA	4.317	(674)	-	4.850
Inversiones netas	12.027	1.378	1.775	(8.874)

⁽¹⁾ Incluye por la participación en el Grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), (205) millones de euros en el EBITDA y 347 millones de euros en *Inversiones netas*.

ANEXO II: 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 2015, tal y como requiere el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

2015

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA

C.I.F. A78374725

Denominación Social: REPSOL, S.A.

Domicilio Social: C/ Méndez Álvaro, 44 28045 Madrid

**MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS
COTIZADAS**

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
06-07-2015	1.400.361.059	1.400.361.059	1.400.361.059

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí No

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
Sacyr , S.A.	0	Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	8,73
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	0	CaixaBank, S.A.	170.882.143	12,20
Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	71.495.202	5,11

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
Blackrock, Inc	15/06/2015	Se ha descendido del 3% del capital social
Blackrock, Inc	19/06/2015	Se ha superado el 3% del capital social
Blackrock, Inc	07/12/2015	Se ha descendido del 3% del capital social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
D. Antonio Brufau Niubó	431.760	Dña. Isabel López-Marin Pérez	978	0,031
D. Isidro Fainé Casas	31.368	-	-	0,002
D. Manuel Manrique Cecilia	119	Cymofag, S.L.U.	1.045	0,000
D. Josu Jon Imaz	89.750	-	-	0,006
D. Artur Carulla Font	69.761	-	-	0,005
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.478	Affidavit Imagen y Comunicación, S.L.	604	0,000
D. Rene Dahan	31.454	-	-	0,002
D. Ángel Duráñez Adeva	10.706	-	-	0,001
D. Javier Echenique Landiríbar	-	Bilbao Orvieto, S.L.	21.219	0,002
D. Mario Fernández Pelaz	4.934	-	-	0,000
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	10.345	AMTRAK,S.L.	3.297	0,001
		D. Francisco Miro-Sans Balcells	1.512	
D. José Manuel Loureda Mantiñán	65	Prilou, S.L.	75.486	0,005
D. Gonzalo Gortázar Rotaèche	10.000	-	-	0,001
D. Henri Philippe Reichstul	50	-	-	0
D. J. Robinson West				0

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	37.906	-	-	0,003
---------------------------------	--------	---	---	-------

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,060%
---	--------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos directos	Derechos indirectos		Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos
		Titular directo	Número de derechos		

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	Societaria	Repsol participa con Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol y Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí No

Intervinientes del pacto parasocial	% del capital social afectado	Breve descripción del pacto

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí No

Intervinientes acción concertada	% del capital social afectado	Breve descripción del concierto

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 5 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí No

Nombre o denominación social

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocarera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirecta (*)	% total sobre capital social
23.634	18.023.772	1,252%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	18.023.772
Total:	18.023.772

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% sobre capital social

A.9. Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta de Accionistas al Consejo de Administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada, en primera convocatoria, el 28 de marzo de 2014, adoptó, en su vigésimo punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

“Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol, S.A. y cualesquiera de sus sociedades dependientes, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización incluye la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo, o como consecuencia del ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010, bajo el punto sexto del Orden del Día.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 249.2 de la Ley de Sociedades de Capital, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.”

A.9 bis Capital flotante estimado

	%
Capital flotante estimado	73,96

A.10 Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Sí No

Descripción de las restricciones

El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

Por otro lado, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC), establece un procedimiento de control sobre determinadas operaciones empresariales en el sector de la energía, entre ellas sobre la toma de participaciones en sociedades que desarrollan determinadas actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos o son titulares de activos del sector de la energía de carácter estratégico (refinerías de petróleo, oleoductos y almacenamientos de productos petrolíferos). En particular, en caso de adquisición de participaciones en un porcentaje de capital social de una empresa energética afectada por esta Ley, que conceda una influencia significativa en la gestión de esa sociedad, el adquirente tendrá la obligación de comunicar la operación a la CNMC, la cual, si el adquirente no es nacional de la Unión Europea o del EEE y considerase que existe una amenaza real y suficientemente grave de que nazcan riesgos para la garantía de suministro de hidrocarburos, podrá establecer condiciones relativas al ejercicio de la actividad de las sociedades afectadas o al adquirente.

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí No

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

A 31 de diciembre de 2015, las acciones de Repsol en forma de *American Depositary Shares (ADSs)* cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores de Lima.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la Junta General

Sí No

	% de quórum distinto al establecido en art. 193 LSC para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSC para los supuestos especiales del art. 194 LSC
Quórum exigido en 1ª convocatoria		
Quórum exigido en 2ª convocatoria		

Descripción de las diferencias

B.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida en el art. 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		75%
Describe las diferencias		
<p>Se requiere, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Modificación de los artículos 22bis y 44bis de los Estatutos relativos a las operaciones vinculadas y a la prohibición de competencia de los Consejeros. • Autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos. • Dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44bis de los Estatutos. • La modificación de la presente norma especial. 		

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos, así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos.

<p>Los Estatutos Sociales de Repsol no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el artículo 22 que establece que para la modificación de los artículos 22bis (“Operaciones vinculadas”), 44bis (“Prohibición de competencia”) y de la propia regla especial de modificación de Estatutos contenida en el artículo 22, se requiere tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General.</p> <p>Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales dispone que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.</p> <p>Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.</p>
--

- B.4** Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:

Fecha Junta General	Datos de asistencia				Total
	% de presencia física	% en representación	% Voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	
28-03-2014	30,62	31,20	0	2,50	64,32
30-04-2015	21,40	35,79	0	4,05	61,24

- B.5** Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:

Sí No

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	
---	--

- B.6** Apartado derogado

- B.7** Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

Los contenidos de gobierno corporativo y otra información sobre las últimas juntas generales son directamente accesibles a través de la página web corporativa de Repsol, S.A., www.repsol.com, en el apartado Accionistas e Inversores, Gobierno Corporativo, http://www.repsol.com/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/default.aspx.

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

- C.1** Consejo de Administración

- C.1.1** Número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros:	9

- C.1.2** Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Categoría del consejero	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Externo	Presidente	23-07-1996	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas

D. Isidro Fainé Casas		Dominical	Vicepresidente	19-12-2007	31-05-2012	Votación en Junta de Accionistas
D. Manuel Manrique Cecilia		Dominical	Vicepresidente	25-04-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Josu Jon Imaz		Ejecutivo	Consejero Delegado	30-04-2014	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Artur Carulla Font		Independiente	Vocal	16-06-2006	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Independiente	Vocal	09-05-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Rene Dahan		Dominical	Vocal	31-05-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Durández Adeva		Independiente	Vocal	09-05-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiribar		Independiente	Vocal	16-06-2006	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario Fernández Pelaz		Independiente	Vocal	15-04-2011	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Independiente	Vocal	14-05-2009	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Dominical	Vocal	31-01-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Gonzalo Gortázar Rotaache		Dominical	Vocal	30-04-2015	30-04-2015	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Independiente	Vocal	29-12-2005	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. J. Robinson West		Independiente	Vocal	28-01-2015	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Ejecutivo	Vocal y Secretario	02-02-2005	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas

Número Total de Consejeros	16
-----------------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido en el Consejo de Administración durante el periodo sujeto a información:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
D. Juan María Nin Génova	Dominical	30-04-2015

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta categoría:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Cargo en el organigrama de la sociedad
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Consejero, Secretario General y del Consejo de Administración

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del Consejo	12,5

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.
D. Gonzalo Gortázar Rotaache	CaixaBank, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.
D. Rene Dahan	Temasek Holdings (Private) Limited

Número total de consejeros dominicales	5
% total del Consejo	31,25

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	Perfil
D. Artur Carulla Font	

	<p>Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., The GB Foods, S.A., The Eat Out Group, S.L., y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Patrono de la Fundació Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona).</p>
<p>D. Luis Carlos Croissier Batista</p>	<p>Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Domínguez, S.A. N+1-Dinamia, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.</p>
<p>D. Mario Fernández Pelaz</p>	<p>Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco,</p>

	<p>Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002, Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009 y desde julio de 2009 a noviembre de 2013 fue Presidente Ejecutivo de la BBK. Asimismo ha sido Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos y Presidente de la Comisión Ejecutiva, Vicepresidente de CECA y Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.</p>
D. Ángel Duráñez Adeva	<p>Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Consejo Asesor de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.</p>
D. Javier Echenique Landiribar	<p>Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica Móviles México,</p>

	<p>Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.</p>
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	<p>Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.</p>
D. Henri Philippe Reichstul	<p>París (Francia). Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente y Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de BRF S/A, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.</p>
D. J. Robinson West	<p>Licenciado por la University of North Carolina Chapel Hill y Jurist Doctor por la Temple University Law School de Filadelfia. West es un reconocido experto internacional del mercado energético, especialmente en todas aquellas áreas relacionadas con el</p>

	<p>oil&gas. En 1984 fundó PFC Energy, compañía de la que también ha sido presidente hasta 2013.</p> <p>Con anterioridad desempeñó cargos de alta responsabilidad en el gobierno, en diversas administraciones. Así, bajo el gobierno de Ronald Reagan, trabajando en la Secretaria de Interior, desarrolló e implementó el plan quinquenal de arrendamiento de la plataforma continental exterior estadounidense, organizando para ello la mayor subasta no financiera del mundo. Durante la presidencia de Gerald Ford trabajó para la Casa Blanca y en la Secretaria de Defensa para Asuntos Económicos Internacionales, por lo que recibió la medalla de Defensa en reconocimiento a sus servicios civiles.</p> <p>En la actualidad es asesor senior dentro <i>Energy & National Security Program</i> en el <i>Center for Strategic & International Studies</i> (CSIS), Institución sin ánimo de lucro, con sede en Washington, que asesora a gobiernos y empresas públicas y privadas en el análisis y búsqueda de soluciones vinculadas al mundo energético.</p> <p>Es también miembro del Consejo Nacional del Petróleo, Co-Presidente del <i>German Marshall Fund of the US</i> y Presidente emérito del Instituto de Paz de los Estados Unidos.</p>
--	---

Número total de consejeros independientes	8
% total del Consejo	50

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

Nombre o denominación social del consejero	Descripción de la relación	Declaración motivada

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Se identificará a los otros consejeros externos y se detallarán los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad, sus directivos, o sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo
D. Antonio Brufau Niubo	El Sr. Brufau ha sido Presidente Ejecutivo de Repsol hasta el 30 de abril de 2015.	Repsol, S.A.

Número total de otros consejeros externos	1
% total del Consejo	6,25

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la categoría de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Categoría anterior	Categoría actual
D. Antonio Brufau Niubo	30-04-2015	Ejecutivo	Otros Externos

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras al cierre de los últimos 4 ejercicios, así como la categoría de tales consejeras:

	Número de Consejeras				% sobre el total de consejeros de cada categoría			
	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3
Ejecutiva	-	-	-	-	-	-	-	-
Dominical	-	-	-	-	-	-	-	-
Independiente	1	1	2	2	12,5%	14,28%	25%	25%
Otras Externas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1	1	2	2	6,25%	6,67%	12,5%	13,3%

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas
El artículo 32 de los Estatutos Sociales establece que tanto la Junta General

como el Consejo de Administración, en uso de sus facultades de propuesta a la Junta y de cooptación para la cobertura de vacantes, procurarán, en relación a la composición del Consejo de Administración, que se apliquen políticas de diversidad profesional, de conocimientos y experiencias, internacional y de género.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos, las funciones de: (i) velar para que la política de selección de Consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género; y (ii) establecer un objetivo de representación para el género menos representado en el consejo de Administración y elaborar orientaciones sobre cómo alcanzar dicho objetivo.

En este sentido, el Consejo de Administración ha aprobado, con el informe previo favorable de la Comisión de Nombramientos, la Política de Selección de Consejeros de Repsol, S.A. con el fin de formalizar en un documento público y concreto las directrices que guían el proceso de selección de candidatos a Consejero de Repsol y que recoge el objetivo específico relativo a la presencia de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020 y las funciones de la Comisión de Nombramientos a lo largo del proceso de selección.

Asimismo, cabe destacar que en los últimos procesos de selección que ha llevado a cabo la Comisión de Nombramientos, se ha asegurado de que no existiesen sesgos implícitos que obstaculizasen el acceso de mujeres a los puestos vacantes y ha evaluado las competencias, conocimientos y experiencia de todos los candidatos en función de las necesidades de los órganos sociales en cada momento, valorando la dedicación que se considera necesaria para que puedan cumplir su cometido atendiendo a los principios contenidos en el Reglamento del Consejo.

C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y que la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:

Explicación de las medidas
Ver Apartado anterior.
La Comisión de Nombramientos (antigua Comisión de Nombramientos y Retribuciones) fue quien propuso al Consejo de Administración, en el año 2012, la propuesta de modificación de los Estatutos Sociales y del Reglamento del Consejo con el fin de incorporar las políticas de diversidad como una pauta a seguir por el Consejo en la selección de nuevos candidatos, tanto en el supuesto de cobertura de vacantes por cooptación como en el de propuesta a la Junta del nombramiento de nuevos consejeros. La institucionalización de una política que, teniendo en cuenta las necesidades de la actividad de Repsol en cada momento, promueva la diversidad profesional, internacional (de nacionalidad) y de género contribuye al enriquecimiento de la cultura interna

de la empresa y enriquece los procesos de tomas de decisión al aportar nuevas experiencias y puntos de vista.

Asimismo, la Comisión de Nombramientos ha sido la encargada de proponer al Consejo de Administración la aprobación de la Política de Selección de Consejeros que recoge el objetivo específico relativo a la presencia de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020.

Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos
Ver Apartados anteriores.

C.1.6 bis Explique las conclusiones de la comisión de nombramientos sobre la verificación del cumplimiento de la política de selección de consejeros. Y en particular, sobre cómo dicha política está promoviendo el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La Política de Selección de Consejeros se aprobó por el Consejo de Administración el 14 diciembre de 2015 por lo que, dada su reciente aprobación, la Comisión de Nombramientos no ha podido realizar posteriormente ninguna verificación de su cumplimiento.
Con respecto al objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del Consejo de Administración, la Política de Selección de Consejeros de Repsol establece expresamente, en las directrices que deben seguir todos los procesos de selección, que los candidatos a Consejero deberán ser personas cuyo nombramiento favorezca la diversidad de género en el seno del Consejo de Administración y que la Comisión de Nombramientos velará por que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, buscando deliberadamente e incluyendo entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, procurando que en 2020 el número de Consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del Consejo de Administración.

C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

Todos los accionistas con participaciones significativas y con derecho de representación proporcional están representados en el Consejo de Administración de Repsol.
--

- C.1.8** Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 3% del capital:

Nombre o denominación social del accionista	Justificación

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí No

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

- C.1.9** Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese
Juan María Nin Génova	Carta de 29 de abril de 2015 comunicando el cese en sus funciones ejecutivas dentro del Grupo La Caixa

- C.1.10** Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción
D. Josu Jon Imaz	Todas las facultades del Consejo de Administración, salvo las legal o estatutariamente indelegables.

- C.1.11** Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
D. Josu Jon Imaz	Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Consejero

C.1.12 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Telefónica, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	The Bank East of Asia, Limited	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Banco Portugués de Inversión, S.A.	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Suez Environnement Company	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Gonzalo Gortázar Rotaèche	CaixaBank, S.A.	Consejero Delegado
D. Gonzalo Gortázar Rotaèche	Grupo Financiera Inbursa	Consejero
D. Gonzalo Gortázar Rotaèche	Erste Group, AG	Miembro de Consejo de Vigilancia
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	N+1 Dinamia, S.A.	Consejero
D. Ángel Duráñez Adeva	Mediaset España, S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Banco Sabadell, S.A.	Vicepresidente
D. Javier Echenique Landiríbar	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Grupo Empresarial ENCE, S.A.	Consejero
D. Henri Philippe Reichstul	BRF, S.A.	Consejero

C.1.13 Indique y en su caso explique si el reglamento del consejo establece reglas sobre el número máximo de consejos de sociedades de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí No

Explicación de las reglas
El artículo 18 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 5 lo siguiente:

“El Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla:

(a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquéllos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y

(b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.

Excepcionalmente, y por razones debidamente justificadas, el Consejo podrá dispensar al Consejero de esta prohibición. Asimismo, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.”

C.1.14 Apartado derogado

C.1.15 Indique la remuneración global del Consejo de Administración:

Remuneración del Consejo de Administración (miles de euros)	12.831
Importe de los derechos acumulados por los consejeros actuales en materia de pensiones (miles de euros)	3.385
Importe de los derechos acumulados por los consejeros antiguos en materia de pensiones (miles de euros)	0

C.1.16 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo/s
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero (CFO)
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Estrategia, Sostenibilidad y Secretaría Técnica
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	D.G. de Exploración y Producción
Dña. M ^a Victoria Zingoni	D.G. Downstream (desde el 8 de mayo de 2015)
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D.C. Auditoría y Control
D. Miguel Klingenberg Calvo	D.C. Asuntos Legales (desde el 8 de mayo de 2015)

D. Antonio Lorenzo Sierra	D.C. Planificación, Control y Global Solutions (desde el 8 de mayo de 2015)
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D.G. Comercial, Química y Gas & Power (hasta el 25 de febrero de 2015)

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	13.503
--	--------

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración de sociedades de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
D. Isidro Fainé Casas	Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	Criteria Caixa, S.A.U	Presidente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeché	VidaCaixa, S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Construcción, S.A.U (Grupo Sacyr)	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Concesiones, S.L. (Grupo Sacyr)	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Fluor, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Somague SGPS, S.A.	Vicepresidente

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.	Es titular indirecto del 7,81% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L.

		y Prilomi, S.L.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.	Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Es titular indirecto del 5,272% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.	Es representante de Sacyr, S.A. en el cargo de Administrador Único
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Gestión de Activos, S.L.	Es representante de Sacyr, S.A. en el cargo de Administrador Único
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Finance, S.A.	Es representante de Sacyr, S.A. en el cargo de Administrador Único

C.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí No

Descripción modificaciones
<p>El 25 de junio de 2015, el Consejo de Administración acordó modificar el Reglamento del Consejo de Administración con el fin de adaptar su redacción: (i) a las modificaciones introducidas en la última reforma de la Ley de Sociedades de Capital y en el nuevo Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas; (ii) a las consideraciones efectuadas por los Sres. Consejeros en la evaluación de la organización y funcionamiento del Consejo de Administración y recogidas en el Informe del asesor externo contratado a tal efecto, Egon Zhender; (iii) a la integración dentro del Grupo Repsol de Talisman Energy; y (iv) a la conveniencia de revisar el umbral económico de las inversiones cuya aprobación debe quedar reservada al Consejo de Administración y a su Comisión Delegada.</p> <p>Las modificaciones acordadas han reforzado las funciones del Consejo de Administración y sus Comisiones y entre otras cuestiones, se ha acordado en particular, la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas y la creación de una nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.</p>

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Selección: La Comisión de Nombramientos, que está compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, así como el tiempo y dedicación precisos para un adecuado desempeño de su cometido.

A su vez, esta Comisión, vela para que la política de selección de consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género y es la responsable de establecer un objetivo de representación para el género menos representado en el Consejo de Administración y de elaborar orientaciones sobre cómo alcanzar dicho objetivo.

Asimismo, el Consejo de Administración aprobó el 14 de diciembre de 2015 la Política de Selección de Consejeros.

Nombramiento: La designación de los Consejeros corresponde a la Junta General, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, por cooptación, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la siguiente Junta General.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer además en personas que cumplan con los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes las personas que se indican en el apartado 2 del artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración. Por otro lado, los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Independientes cuando el accionista al que representarían hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad. Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Independiente siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en el Reglamento del Consejo de Administración y su participación no sea significativa.

Las propuestas de nombramiento o ratificación de Consejeros que se eleven a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes Consejeros.

Reelección: Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha en que se reúna la siguiente Junta General en la que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación: Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven. El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica.

El Consejo de Administración encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia, al menos una vez cada tres años.

Cese: Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en los demás supuestos en que así proceda conforme a la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.21 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias en virtud de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Independientes a resultados de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura accionarial de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Dominicales y Consejeros Independientes.

Adicionalmente, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado C.1.21 siguiente.

C.1.20 Explique en qué medida la evaluación anual del Consejo ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones
<p>De acuerdo con lo previsto en el artículo 45quáter de los Estatutos Sociales y en el artículo 11.2 del Reglamento del Consejo de Administración, se llevó a cabo la evaluación de la organización y funcionamiento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y el de su Comisiones durante el ejercicio 2014, presentándose las conclusiones de dicha evaluación en la sesión del Consejo de Administración del mes de marzo.</p> <p>Como consecuencia de las conclusiones recogidas en el Informe y de otras consideraciones efectuadas por los Sres. Consejeros en el proceso de evaluación, se han llevado a cabo, entre otras, las siguientes medidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Creación de una nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa. - Se ha atribuido a la Comisión de Sostenibilidad la función de conocer, analizar e informar al Consejo de Administración acerca de las expectativas de los distintos Grupos de Interés de la Compañía, tales como accionistas y comunidad financiera, empleados, clientes, proveedores y sociedad en general. - Se ha aumentado el número de reuniones previstas para la Comisión Delegada y se le han atribuido mayores funciones de decisión en materia de inversiones.

C.1.20. bis Describa el proceso de evaluación y las áreas evaluadas que ha realizado el consejo de administración auxiliado, en su caso, por un consultor externo, respecto de la diversidad en su composición y competencias, del funcionamiento y la composición de sus comisiones, del desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad y del desempeño y la aportación de cada consejero.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 45quáter de los Estatutos Sociales y en el artículo 11 del Reglamento del Consejo de Administración, al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven. El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo. Asimismo, al menos una vez cada tres años, el Consejo de Administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo.

Durante el ejercicio 2014 la firma independiente Egon Zhender asistió al Consejo Administración de Repsol, S.A., en su evaluación de organización y funcionamiento, presentándose las conclusiones de dicha evaluación en la sesión del Consejo de Administración del mes de marzo.

Con respecto a la evaluación anual del Consejo de Administración y de sus Comisiones, correspondiente al ejercicio 2015, se ha comenzado este proceso de evaluación de conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración y las conclusiones de dicha evaluación se presentaran en una próxima reunión del Consejo.

C.1.20. ter Desglose, en su caso, las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo.

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

- a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.
- b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

C.1.22 Apartado derogado

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí No

En su caso, describa las diferencias.

Descripción de las diferencias
La modificación de los artículos 20 y 23 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculadas requiere el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.
Por su parte, se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para autorizar a los Consejeros a la prestación de servicios de asesoramiento o representación a empresas competidoras de la Sociedad, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos.
También se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses en el marco de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación de candidatos o Consejeros.

Por último se requiere también el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para la autorización de operaciones vinculadas de la Sociedad con Consejeros, accionistas significativos representados en el Consejo o personas vinculadas a ellos cuyo importe sea superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General, tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad, impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad o, se dirijan a establecer alianzas estratégicas y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. Todo ello siempre que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad, que tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones haya emitido un informe favorable y que razones de oportunidad aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General para obtener la autorización.

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del Consejo de Administración.

Sí No

Descripción de los requisitos

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí No

Materias en la que existe voto de calidad
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí No

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí No

Número máximo de ejercicios de mandato	
--	--

C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido alguna limitación en cuanto a las categorías en que es posible delegar, más allá de las limitaciones impuestas por la legislación. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo, y todo ello con sujeción a lo previsto en la Ley.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su Presidente. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Número de reuniones del Consejo	12
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Si el presidente es consejero ejecutivo, indíquese el número de reuniones realizadas, sin asistencia ni representación de ningún consejero ejecutivo y bajo la presidencia del consejero coordinador

Número de reuniones	
---------------------	--

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la comisión ejecutiva o delegada	5
Número de reuniones de la comisión de auditoría	11
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	1
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	2
Número de reuniones de la comisión de sostenibilidad	2

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Número de reuniones con la asistencia de todos los consejeros	12
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	100%

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al Consejo para su aprobación:

Sí No

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	Cargo
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Miguel Martínez San Martín	Director General CFO

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera preceptiva relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- Revisar periódicamente los sistemas de control interno, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.
- Velar por que el Consejo de Administración presente las cuentas a la Junta General sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en los que existan salvedades, tanto el presidente de esta Comisión como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y el alcance de las limitaciones o salvedades.
- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.
- Requerir periódicamente del Auditor Externo y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno del Grupo.
- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.
- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial o de riesgos y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

C.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí No

C.1.34 Apartado derogado

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos concretos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

El artículo 34 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar su independencia .

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol.

Asimismo, el artículo 34 del Reglamento del Consejo establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados y los correspondientes honorarios percibidos de estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá contener, en todo caso, la valoración de la prestación de los servicios distintos de la auditoría legal, individualmente considerados y en su conjunto, en relación con el régimen de independencia o con la normativa reguladora de auditoría.

Por otro lado, el Grupo Repsol dispone de la Dirección de Relación con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

Asimismo, el Grupo Repsol ha aprobado y publicado en su página web, su Política de comunicación y contacto con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto donde se define y establecen los principios y criterios que rigen las actuaciones de comunicación y contactos con los mismos.

C.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí No

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí No

Explicación de los desacuerdos

C.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	1.118	1.189	2.307
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	27	21	23

C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente de la Comisión de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí No

Explicación de las razones

C.1.39 Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	14	14

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	56%	56%

C.1.40 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí No

Detalle el procedimiento
<p>El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 25:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo.

- La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.

Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos, la Comisión de Retribuciones y la Comisión de Sostenibilidad podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

C.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí No

Detalle el procedimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.

Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 25:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

C.1.42 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí No

Explique las reglas
De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.
A este respecto, el artículo 19 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

C.1.43 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí No

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el Consejo de Administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

Sí No

Decisión tomada / actuación realizada	Explicación razonada

C.1.44 Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.

La Sociedad usualmente participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o joint ventures con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio en los casos en que éste pretenda transmitir directamente, total o parcialmente, su participación. También en los supuestos de transmisión indirecta, esto es, cuando

se produzca en el socio un cambio de control y el valor de dicha participación es significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción, o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación o exploración, y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol y Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios	289
Tipo de beneficiario	Descripción del acuerdo
Directivos: 6 Directores Generales (excluidos Consejeros Ejecutivos) y 281 Directivos.	La Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los Directores Generales se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los Directores Generales y resto de directivos designados con anterioridad a diciembre de 2012 se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo. En el caso los designados con posterioridad a esta

	<p>fecha, el importe de la misma se calcula en función del salario y antigüedad del directivo, dentro de un rango entre 12 y 24 mensualidades, o la legal, de ser esta superior.</p> <p>Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total en el caso de los Directores Generales (seis mensualidades el caso de uno de ellos) y una anualidad de la retribución, total o fija, según antigüedad del contrato, en el del resto de Directivos. En el caso de estos últimos, dicha compensación es con cargo a los programas de retribución plurianual de los que es titular el Directivo y, adicionalmente, con cargo al Plan de previsión en el caso de aquellos directivos con la compensación referida a su retribución total y de ser necesario, la empresa complementa hasta los citados importes. En los contratos directivos de algunos países no se contempla el compromiso de no competencia o no se establece compensación alguna por el mismo.</p>
Consejeros Ejecutivos (2)	<p>Para los Consejeros Ejecutivos, se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe Anual de Remuneraciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2016.</p>

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	SI
--	----

C.2. Comisiones del Consejo de Administración

C.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración, sus miembros y la proporción de consejeros ejecutivos, dominicales, independientes y otros externos que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

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

% de consejeros ejecutivos	22,22%
% de consejeros dominicales	33,33%
% de consejeros independientes	33,33%
% de otros externos	11,11%

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración (CdA) y un máximo de 8 Consejeros pertenecientes a las distintas categorías existentes, manteniendo una proporción semejante a la del CdA. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de 2/3 de los Consejeros. Actúan como Presidente y Secretario quienes a su vez lo son del CdA.

Esta Comisión tiene delegadas permanentemente todas las facultades del CdA excepto las legal o estatutariamente indelegables. En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de 3 miembros, la importancia del asunto lo aconsejara o así viniera impuesto por el Reglamento del CdA, los acuerdos se someterán a ratificación del CdA. Lo mismo será de aplicación para aquellos asuntos que el CdA hubiese remitido a la Comisión para su estudio reservándose la última decisión. En el resto de casos, los acuerdos adoptados por la Comisión serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior.

Durante el ejercicio 2015, la Comisión Delegada ha analizado, entre otras cuestiones, la operación de compra del Grupo Talisman y el Plan Estratégico 2016-2020 del Grupo Repsol.

Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su categoría:

Sí No

En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

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

% de consejeros dominicales	-
% de consejeros independientes	100%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser todos Independientes. Son designados por el CdA, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o de Independientes o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente que ejercerá el cargo por un período máximo de 4 años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado 1 año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad como miembro de la Comisión. El Secretario será el del CdA.

Esta Comisión apoya al CdA en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Asimismo, esta Comisión es competente para formular las propuestas sobre designación de los Auditores de Cuentas Externos, prórroga de su nombramiento y cese y elabora un Informe anual sobre sus actividades del que da cuenta al CdA y que es de carácter público.

La Comisión establece un calendario anual de sesiones, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo considera su Presidente o lo solicitan 2 de sus miembros.

En el año 2015, la Comisión ha analizado, entre otras cuestiones, los estados financieros de la Sociedad y su Grupo Consolidado, ha formulado la propuesta de reelección de Deloitte como Auditor de Cuentas Externo para el ejercicio 2015 y ha supervisado los sistemas de información y control interno de riesgos.

Identifique al consejero miembro de la comisión de auditoría que haya sido designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas e informe sobre el número de años que el Presidente de esta comisión lleva en el cargo.

Nombre del consejero con experiencia	D. Ángel Durández Adeva
Nº de años del presidente en el cargo	1

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS

Nombre	Cargo	Categoría
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Gonzalo Gortázar Rotaache	Vocal	Dominical

% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

El 27 de mayo de 2015, el CdA acordó la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas, creándose así la Comisión de Nombramientos (CN) y la Comisión de Retribuciones (CR).

La CN está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el CdA teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de los Consejeros, el establecimiento de un objetivo de representación para el género menos representado, informar las propuestas de nombramiento y cese de Altos Directivos y sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de otras obligaciones.

La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes.

Durante el ejercicio 2015 la CN ha analizado, entre otras cuestiones, la selección de los Consejeros D. J. Robinson West y D. Gonzalo Gortázar Rotaache, la nueva estructura organizativa del Grupo tras la adquisición de Talisman y ha informado favorablemente la propuesta Política de Selección de Consejeros de Repsol, S.A.

COMISIÓN DE RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Categoría
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Gonzalo Gortázar Rotaache	Vocal	Dominical

% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

El 27 de mayo de 2015, el CdA acordó la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas, creándose así la Comisión de Nombramientos (CN) y la Comisión de Retribuciones (CR).

La CR está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el CdA teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la política de retribución del mismo y de la Alta Dirección, sobre las condiciones básicas de los contratos de los Altos Directivos, de comprobación de la observancia de la política retributiva establecida por la Sociedad, de verificación de la información sobre remuneraciones contenida en los distintos documentos corporativos o de informe sobre el uso de información y activos sociales con fines privados.

La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes.

Durante el ejercicio 2015 la CR ha informado y propuesto al CdA, entre otras cuestiones, la política de remuneraciones de los Consejeros correspondiente a los ejercicios 2015, 2016 y 2017, el Informe Anual de Remuneraciones correspondiente a 2014 y las nuevas condiciones contractuales del Sr. Brufau y del Sr. Imaz.

COMISIÓN DE SOSTENIBILIDAD

Nombre	Cargo	Categoría
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Presidenta	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Gonzalo Gortázar Rotaèche	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical

D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente
--------------------------------	-------	---------------

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

El 27 de mayo de 2015, el CdA acordó la creación de una nueva Comisión de Sostenibilidad (CS) en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La CS está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser la mayoría Externos. Se designan por el CdA, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del CdA.

A esta Comisión le corresponde, entre otras funciones, conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en el ámbito medioambiental, de seguridad y de Responsabilidad Social, analizar e informar al CdA acerca de las expectativas de los distintos grupos de interés de la Compañía y supervisar los procesos de relación con éstos, proponer al CdA la aprobación de una Política de Sostenibilidad y revisar y evaluar los sistemas de gestión y control de riesgos no financieros.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine, cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten 2 de sus miembros. Durante el ejercicio 2015 la Comisión ha propuesto al CdA la Política de Sostenibilidad y la Política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto, ha informado el Informe de Responsabilidad Corporativa correspondiente al ejercicio 2014, ha llevado a cabo el seguimiento de los indicadores de seguridad y medio ambiente y ha analizado las expectativas de los distintos grupos de interés.

Los respectivos Presidentes de las Comisiones informan al CdA periódicamente sobre el desarrollo de las actuaciones de éstas. Asimismo, al menos una vez al año, las Comisiones evalúan su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al CdA. El Secretario de las Comisiones levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, entregándose copia de los mismos a los miembros del CdA.

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración al cierre de los últimos cuatro ejercicios:

	Número de Consejeras			
	Ejercicio t Número - %	Ejercicio t-1 Número - %	Ejercicio t-2 Número - %	Ejercicio t-3 Número - %
Comisión Delegada	-	-	-	-
Comisión de Auditoría y Control	-	-	1 – 25%	1 – 33,33%
Comisión de Nombramientos	1 – 20%	N.A.	N.A.	N.A.
Comisión de Retribuciones	1 – 20%	N.A.	N.A.	N.A.
Comisión de Sostenibilidad	1-20%	N.A.	N.A.	N.A.

C.2.3 Apartado derogado

C.2.4 Apartado derogado

C.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2015.

Comisión de Nombramientos

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Sostenibilidad

La regulación interna de la Comisión de Sostenibilidad se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C.2.6 Apartado derogado

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPUO

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo:

Procedimiento para informar la aprobación de operaciones vinculadas
<p>De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales y en el artículo 23 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas (i) que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none">a) que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad;b) que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; yc) que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital presente y representado en la Junta General. No obstante, cuando concurren razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y

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

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

Las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Excepcionalmente, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo podrán ser autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

La autorización anterior no será precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- i. que las operación se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a un elevado número de clientes;
- ii. que se realice a precios o tarifas establecidas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio de que se trate o, cuando las operaciones se refieran a bienes o servicios en los que no existan tarifas establecidas, en condiciones habituales de mercado, semejantes a las aplicadas en relaciones comerciales mantenidas con clientes de similares características; y
- iii. que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la Sociedad.

Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de Arrendamiento Operativo	87
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepciones de servicios	6.232
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes terminados o no	133
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	4.339
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	8.729
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	186.860
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Compras de inmovilizado material	69.940
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	65.567
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	116.831
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses abonados	14.957
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	305
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepciones de servicios	7.828
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	20.408
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses cargados	39.296
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses devengados pero no cobrados	24
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	3.178
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	252
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de inmovilizado financiero	22.682
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos	564.835
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	332.893
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	153.460
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras	1.386.462

TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	2.420.038
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	87.922
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	79.299

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la parte vinculada	Vínculo	Naturaleza de la operación	Importe (miles de euros)
Directivos de la Compañía	Grupo Repsol	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos	170

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe (miles de euros)
Greenstone Assurance Ltd.	Garantías y avales prestados	1.745
Greenstone Assurance Ltd.	Garantías canceladas	1.378
Greenstone Assurance Ltd.	Otros ingresos	8
Rex Liberia Sucursal	Prestaciones de servicios	113

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

D.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto. Asimismo, los Consejeros deben adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con la Sociedad.

Los Consejeros deberán comunicar también al Consejo de Administración, a través de su Presidente o Secretario, cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que ellos o personas vinculadas a ellos pudieran tener con el interés de la Sociedad.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales y actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza, así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

Los artículos 19 a 23 del Reglamento del Consejo recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en cumplimiento del deber de lealtad, en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Asimismo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 el procedimiento que debe seguirse en aquellas situaciones que potencialmente puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con el Grupo Repsol, estableciendo como regla general el principio de la abstención y el deber de actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.

Por último, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, también define y regula en su apartado 3.6 el procedimiento de actuación ante situaciones que puedan dar lugar a un potencial conflicto de interés.

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Sí No

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés entre la filial cotizada y la demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad, incluidos los de naturaleza fiscal.

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.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta, siendo un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Repsol viene trabajando desde hace años en un modelo de gestión integrada de riesgos con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. El Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR) permite suministrar una visión global y fidedigna de todos los riesgos que pueden afectar a la Compañía, independientemente de su naturaleza.

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 una Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité Ejecutivo Corporativo de la Compañía. Este modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO 31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- La Alta Dirección lidera la gestión integrada de riesgos.
- Se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, siempre con el enfoque global aportado por la Dirección de Riesgos.
- 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 ejerce funciones de coordinación y gobierno del sistema.
- Asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- Promueve la mejora continua para ganar en eficiencia y capacidad de respuesta.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos, incluido el fiscal.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la facultad de aprobar las políticas y estrategias generales de la Sociedad, entre las que se encuentra la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.

Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno, la Auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comisión de Sostenibilidad

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Sostenibilidad revisa y evalúa los sistemas de gestión y control de riesgos en materia no financiera, especialmente relacionados con asuntos de su competencia.

Comité Ejecutivo Corporativo

El Comité Ejecutivo Corporativo aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigilará su correcta aplicación y realiza el seguimiento del

desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el Sistema de Gestión Integrada de Riesgos es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

El Sistema de Gestión de Riesgos Integrada de Repsol está alineado con el Modelo de las Tres Líneas de Defensa, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos. En este sentido, Repsol está organizado de la siguiente manera:

Unidades Gestoras de Riesgos (1ª Línea de Defensa): Estas unidades son responsables de la gestión directa del riesgo en la operativa diaria, lo que engloba las tareas de identificación, análisis, evaluación y tratamiento de los riesgos.

Unidades Supervisoras de Riesgos (2ª Línea de Defensa): Como unidades con función de gobierno especializadas en la gestión de ciertos tipos de riesgos, tienen la misión de facilitar y supervisar la implantación de prácticas de gestión de riesgos efectivas en las Unidades Gestoras y proporcionar asesoramiento para la mejora continua de la gestión de riesgos.

Dirección de Riesgos: La Dirección de Riesgos ejerce el gobierno de la función de gestión integrada de riesgos y asegura que ésta sea global, homogénea, exhaustiva e influya eficazmente sobre los procesos de toma de decisión.

Unidades de Auditoría de Riesgos (3ª Línea de Defensa): Estas unidades tienen la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

E.3 Señale los principales riesgos, incluidos los fiscales, que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

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
- Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol
- Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol
- Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad

exhaustivos

- Riesgos operativos inherentes a las actividades de Repsol
 - Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.
 - Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)
- Localización de las reservas
- Estimaciones de reservas de petróleo y gas
- Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas
- Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia
- La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente
- Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado
- Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica
- La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo
- El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

Riesgos Financieros:

- Riesgo de Liquidez
- Riesgo de Crédito
- Riesgo de Mercado
 - Riesgo de fluctuación del tipo de cambio
 - Riesgo de precio de materias primas (commodities)
 - Riesgo de tipo de interés
 - Riesgo de la calificación crediticia

Para más información: Ver capítulo Gestión del Riesgo (apartado “Factores de riesgo”) del Informe de Gestión Consolidado 2015 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo, incluido el fiscal.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipo de riesgo se puede expresar sobre la base de un indicador numérico (p.ej para los riesgos de mercado, crédito, etc) o bien como una directriz de gestión que establece obligaciones o limitaciones sobre actividades o comportamientos (p.ej, en riesgos operacionales).

Repsol dispone de un proceso de evaluación de riesgos basado en una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos por parte de todas las áreas responsables. La valoración se realiza en base a tres dimensiones de impacto (Económica, Reputación e Imagen, y Personas) y la probabilidad.

Durante 2015, y con el propósito de obtener un Mapa de Riesgos consolidado a nivel de Grupo, la compañía ha continuado desarrollando Talleres de Riesgos. Cada Taller cuenta con la participación de un grupo de expertos de los negocios/ áreas de Repsol, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

Para Repsol, el Mapa de Riesgos es la pieza central que identifica los riesgos relevantes y los clasifica de acuerdo a su importancia. Para ello, la Compañía dispone de una metodología que permite caracterizar de una forma sencilla, entendible y robusta los riesgos y cuantificar el potencial impacto (según las tres dimensiones indicadas anteriormente) que puede sufrir la unidad de negocio o área en caso de materializarse.

E.5 Indique qué riesgos, incluidos los fiscales, se han materializado durante el ejercicio.

Durante el ejercicio se han materializado riesgos propios de la actividad de la Sociedad, habiendo funcionado correctamente los sistemas de control establecidos por la Compañía, lo que ha permitido gestionar tales riesgos de forma adecuada.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad, incluidos los fiscales.

Repsol dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar de forma razonable los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en lo posible.

Los planes de respuesta se adaptan a las particularidades de cada riesgo. Entre las principales medidas adoptadas por la Compañía se encuentran, las siguientes:

- Establecimiento de objetivos, líneas estratégicas y de normativa interna (política, normas, procedimientos, manuales y guías)
- Análisis y mediciones de diferentes variables asociadas principalmente a riesgos financieros (VaR, CFaR), así como la realización de análisis de sensibilidad a factores de riesgo.
- Definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y cumplimiento: Sistema de Control Interno de Información Financiera del Grupo Repsol, Programa de Cumplimiento Normativo

de las obligaciones legales formales de las personas jurídicas pertenecientes al Grupo Repsol con las Entidades; Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo.

- Contratación de coberturas de seguro.

En este sentido, durante el proceso de elaboración del Mapa de Riesgos 2015 se ha trabajado en la identificación de nuevas líneas de respuesta y consolidación de las ya existentes, principalmente mediante acciones de mitigación, para aquellos riesgos más relevantes para la Compañía.

Además, la organización ha comenzado a trabajar, en algunos riesgos de alta criticidad, en una herramienta que permite obtener una visión integrada de los factores que inciden en la materialización del evento de riesgo y en sus consecuencias, con el objetivo de prevenir su ocurrencia y/o reducir sus impactos. Esto permite orientar el esfuerzo hacia el tratamiento del riesgo poniendo foco en la detección y gestión de las barreras y controles (medidas preventivas y de contingencia).

Adicionalmente, la Compañía cuenta con diversas unidades de análisis, supervisión y control independiente y de respuesta, especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos, tales como:

- Gestión y Control de Riesgos Financieros
- Seguridad y Medio Ambiente
- Seguridad Corporativa
- Responsabilidad Corporativa
- Riesgos y Continuidad de Sistemas de Información
- Políticas Fiscales, Entorno y Control de Riesgos fiscales Control de Reservas
- Seguros

Por último, la compañía dispone de una Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de verificar que los riesgos potenciales (estratégicos, operacionales y financieros) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol, se encuentren razonablemente identificados, medidos y controlados.

F

SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

F.1 Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la formulación de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas y su presentación a la Junta General de Accionistas. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, la supervisión de los sistemas internos de información y control y la aprobación de la información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, el desarrollo de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Sociedad en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los auditores de ésta, respetando siempre la independencia de los mismos.

El apartado C. 1 de este Informe recoge la información relativa a la estructura del Consejo de Administración y a su composición.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno diferentes Comisiones, como la Comisión de Auditoría y Control de Repsol que tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y/o en gestión de riesgos. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables. La estructura y funcionamiento de esta Comisión viene recogida en el apartado C.2.1 de este Informe, donde se hace referencia expresa al régimen de nombramiento del Presidente de esta Comisión.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo en relación con los sistemas de información y control interno, le corresponde a la Comisión de Auditoría y Control, entre otras funciones, la de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Asimismo, de acuerdo con el citado Reglamento, corresponden a la Comisión de Auditoría y Control las siguientes funciones relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera preceptiva relativa a la Sociedad y al Grupo, así como su integridad, el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.
- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo.
- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.
- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos.
- Velar por que el Consejo de Administración presente las cuentas a la Junta General sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la Comisión como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de las limitaciones o salvedades.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.
- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.
- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.
- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría Interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de aquellas situaciones que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- **Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.**

La normativa interna atribuye a la Dirección General de Personas y Organización las funciones y responsabilidades asociadas al estudio, diseño, aprobación, e implantación de las estructuras y dimensionamientos organizativos en la compañía.

Conforme a lo previsto en dicha normativa, la estructura organizativa establece el nivel jerárquico y funcional para el desarrollo normal de las diferentes áreas de actividad del Grupo y determina los niveles de responsabilidad, decisión y las funciones de cada una de las unidades organizativas.

La estructura organizativa se representa en un organigrama y dimensionamiento definidos. Para la aprobación de una estructura se requieren dos roles aprobadores, el aprobador de línea y el de la Dirección General de Personas y Organización, según los niveles establecidos en la normativa.

El principio organizativo que rige la aprobación de estructuras se sustenta en la premisa de que una estructura no debe ser aprobada por su responsable directo, sino por el superior jerárquico de éste.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido, lo que permite asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en materia de control interno.

- **Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.**

Además de los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, el Reglamento del Comité Interno de Transparencia y otra normativa interna, el Grupo dispone también de una “Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol”, aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, que es de aplicación a todos los empleados del Grupo, incluyéndose dentro de este concepto a todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, S.A. y de las empresas de su grupo de sociedades, independientemente del tipo de contrato que determine su relación laboral, de la posición que ocupen y del lugar donde desempeñen su trabajo, así como a todas aquellas personas que hubieran sido transferidas de forma temporal a Repsol para prestar servicios profesionales (*secondees*). En dicha norma se desarrollan los valores del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia, fiabilidad de la información y control de registros, así como el tratamiento de la información reservada y confidencial, recogiendo obligaciones específicas en materia de registro de operaciones y elaboración de la información financiera, y el compromiso de desarrollar sus actividades de acuerdo con la legislación en vigor en todos los ámbitos de actuación y países.

Con carácter general, las nuevas incorporaciones al Grupo son informadas sobre la existencia de la “Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol”, se pone la misma a su disposición y firman un compromiso de cumplir con ella. Asimismo, se realizan, entre los empleados, acciones de comunicación y cursos formativos sobre la “Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol”, con el fin de reforzar el conocimiento de la misma y su adecuado cumplimiento.

La Compañía cuenta asimismo con un Manual de Bienvenida, en proceso de implantación progresiva, que reciben las personas que se incorporan a la misma y en el que se indican las normas básicas que todos los empleados deben conocer y respetar desde el primer momento de su incorporación, independientemente del área o negocio en que estén trabajando o vayan a trabajar, incluyendo un acceso directo a cada una de ellas para su consulta. La primera de dichas normas es la “Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol”.

Adicionalmente, los directivos de la Compañía aceptan el cumplimiento del Estatuto del Personal Directivo, como anexo a su contrato. Dicho estatuto hace referencia a los principios en los que se debe basar su actuación profesional, así como a los valores y normativa de la Compañía con especial atención a la “Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol”.

Existe un canal de comunicación en relación con la “Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol”, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Se encuentra accesible tanto para los empleados del Grupo como para terceros, a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

El Grupo cuenta asimismo con una “Política Anticorrupción” que recoge el compromiso y los principios que deben guiar la actuación de Repsol y de todos sus empleados con respecto a la lucha contra la corrupción. Esta Política se encuentra desarrollada en la “Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol”.

Adicionalmente, el Grupo dispone de un “Reglamento Interno de Conducta en el Ámbito del Mercado de Valores”, aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la misma la difusión y el cumplimiento de sus preceptos. A estos efectos, conforme a lo previsto en dicho Reglamento, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control la supervisión de las obligaciones establecidas en el mismo y el incumplimiento de sus disposiciones tendrá la consideración de falta laboral, cuya gravedad se determinará en el procedimiento que se siga conforme a las disposiciones vigentes. Ello sin perjuicio de la infracción que pudiera derivarse por contravenir la normativa del mercado de valores y de la responsabilidad civil o penal que fuera exigible al infractor.

Por último, en el ámbito de las sociedades españolas y con el fin de adaptarse al nuevo entorno regulatorio español sobre la responsabilidad penal de la persona jurídica, el Grupo ha aprobado la norma del “Modelo de Prevención de Delitos” y el procedimiento de “Investigaciones Internas” a través de los que estructura el modelo de prevención y respuesta frente a posibles conductas ilícitas, relacionadas, entre otros, con aspectos éticos imputables a la persona jurídica, con el fin de prevenir y , al menos, reducir el riesgo de su eventual comisión. También ha designado a la Comisión de Ética como Órgano de Prevención Penal.

- **Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.**

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de establecer un mecanismo que permita a los empleados comunicar de manera confidencial y, si resulta posible, anónima, las posibles irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables.

En este sentido, la Comisión de Auditoría y Control tiene un canal específico a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

- **Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.**

La formación en Repsol está orientada a desarrollar las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo de las funciones encomendadas, complementadas con otras que propician y apoyan la progresión profesional de las personas. Se sustenta sobre iniciativas dirigidas a estructurar el conocimiento, desarrollar las habilidades y fomentar el compromiso de las personas de la Organización con los planes, la cultura y los valores de compañía a lo largo de toda la carrera profesional.

Para ello, la Compañía dispone de un amplio catálogo de actividades formativas que abarcan desde temas técnicos, que se organizan específicamente para determinados colectivos, a otras de carácter transversal, de tipo gerencial, de concienciación en seguridad.

A través de la colaboración entre el Centro Superior de Formación de Repsol y cada una de las unidades del Grupo, Repsol vela por asegurar la adquisición y actualización de conocimientos fundamentales para el desempeño de la función económico administrativa, gestión de riesgos y auditoría y control interno. Para ello, se elabora una planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a medio plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no solo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de los objetivos establecidos y de la calidad de la formación impartida a cada empleado. Dentro de esta planificación, se contempla la realización de diferentes acciones de divulgación de los modelos formalizados de Cumplimiento y Control, en particular del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), a las diferentes áreas y personas implicadas en estos modelos.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con acciones formativas diseñadas e impartidas por personal propio con experiencia y referentes en su ámbito, como la contratación de firmas de prestigio seleccionadas bajo criterios de calidad y especialización, además de otros recursos como conferencias, charlas, foros, talleres y bibliotecas virtuales.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- **Si el proceso existe y está documentado.**

El Grupo Repsol dispone de un proceso de gestión integrada de riesgos, tal y como se indica en el apartado E.1. de este Informe. Dicho proceso establece una metodología homogénea para la identificación y valoración de los mismos, por parte de las áreas responsables en la Organización. Como resultado de dicho proceso, se elabora el Mapa de Riesgos del Grupo Repsol, del que forman parte los riesgos de reporte financiero.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la integridad, valoración y presentación de las operaciones, derechos y obligaciones y, por tanto, que pudieran generar un impacto significativo en la fiabilidad de la información financiera, se lleva a cabo mediante la elaboración de un inventario de riesgos de reporte financiero clasificados en las siguientes categorías:

- Definición del entorno general de control.
- Seguimiento de cambios regulatorios.
- Realización de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Identificación y registro de transacciones de negocio.
- Elaboración de estados financieros consolidados.
- Reporte de la información financiera.

El riesgo de fraude sobre el reporte financiero, integrado en el inventario de riesgos de reporte financiero dentro de la categoría “Entorno general de control”, se analiza de forma específica por tratarse de un elemento relevante en el diseño, implantación y evaluación del modelo de control interno. Dicho análisis se desarrolla teniendo en cuenta, principalmente, las referencias que, en relación a la consideración del fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO 2013, (“Assesses Fraud Risk” Principle 8) y en el marco de la AICPA (*American Institute of Certified Public Accountants*) en su documento “*Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit*”, Section 316 (Standard Auditing Statement 99). Al respecto se han definido las siguientes categorías de riesgo de fraude de reporte financiero:

- Capacidad de la gerencia para eludir el control interno.
 - Error intencionado en los Estados Financieros.
 - Uso inadecuado de activos.
- **Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.**

El inventario de riesgos de reporte financiero cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, así como aquellos otros riesgos de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar de forma relevante en la información financiera.

Cada una de las categorías de riesgo antes mencionadas, está a su vez integrada por uno o varios riesgos específicos, los cuales se asocian a los correspondientes epígrafes de los estados financieros, a los respectivos procesos y a las diferentes sociedades del Grupo.

Por último, para todos y cada uno de los riesgos de reporte financiero, se establece cuál es la valoración del impacto que el mismo podría causar así como su probabilidad de ocurrencia. Como resultado de ambas magnitudes se determina la severidad de cada uno de los riesgos.

El inventario de riesgos se revisa con periodicidad anual de conformidad con el proceso de gestión integrada de riesgos del Grupo Repsol tal y como se indica en el apartado E.1. de este Informe.

- **La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.**

Existe un proceso mediante el cual se identifican los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo. Una vez comunicados los cambios se analiza la estructura de control, teniendo en cuenta los principios recogidos en las normas contables de aplicación y se determina el método mediante el cual esa sociedad debe formar parte del perímetro de consolidación.

A partir del perímetro de consolidación y de forma coordinada con el proceso de identificación y actualización periódica del inventario de riesgos de reporte financiero, se determina el modelo de alcances, y los procesos y sociedades que deben ser alcanzados por su relevancia y materialidad. En dicha identificación se tienen en cuenta tanto criterios de índole cuantitativa como cualitativa.

En la determinación de las sociedades que forman parte del modelo se tienen en cuenta aquéllas en las que se ejerce, directa o indirectamente el control, entendido como la capacidad de dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de las actividades. Por tanto, no se incluyen en el modelo aquellas sociedades en las que existe control conjunto, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento de las partes que están compartiendo el control.

- **Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.**

El Grupo Repsol contempla en el proceso de identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, aquéllos identificados en otras Unidades del Grupo de diferente naturaleza que pueden afectar a la consecución de los objetivos de la Organización, tanto de tipo operacional y estratégico, como de cumplimiento, e igualmente de forma significativa a la elaboración de los estados financieros.

- **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

El Consejo de Administración se reserva la competencia de aprobar la política de control y gestión de riesgos, incluidos los de reporte financiero y los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

El Comité Ejecutivo Corporativo aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigila su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control tiene la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo.

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

- F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.**

El Grupo Repsol dispone de un sistema de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requisitos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Orden Ministerial ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo, la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo y la Circular 7/2015, de 22 de diciembre, por la que se modifica la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que establece los modelos de informe anual de gobierno corporativo de las sociedades anónimas cotizadas.

El modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) está desplegado a partir del marco metodológico de COSO (2013) (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) recogido en su informe *Internal Control-Integrated Framework*, cuyo objetivo es contribuir a que las transacciones realizadas se registren fielmente, de conformidad con el marco contable correspondiente, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto significativo en la información contenida en las cuentas anuales consolidadas. Este modelo de control interno sobre la información financiera se encuentra articulado mediante un proceso integrado que consta de los siguientes cinco componentes desarrollados a través de diecisiete principios de acuerdo a lo establecido en el marco COSO 2013.

1. La existencia de un adecuado **entorno de control**.
2. La identificación, análisis y **evaluación de riesgos**
3. La definición e implantación de **actividades de control** que mitiguen los riesgos identificados.
4. La **información y comunicación**, que permita conocer y asumir las distintas responsabilidades en materia de control.
5. La **supervisión del funcionamiento del sistema**, con objeto de evaluar su diseño, la calidad de su rendimiento, su adaptación, implantación y efectividad.

El SCIIF está integrado en la Organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, recogidos en los procedimientos que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 de este Informe en relación a los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración y la Comisión de Auditoría y Control, seguidamente se detallan aquellos **órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo que tienen asignados roles relevantes en esta materia:**

- ***Consejero Delegado y Director General CFO.***

Al cierre del ejercicio, todos los propietarios de los controles que integran el SCIIF, emiten un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una certificación anual, que a través de un proceso ascendente a lo largo de la estructura organizativa, concluye con la certificación del Consejero Delegado (CEO) y del Director General CFO.

- ***Comité Interno de Transparencia.***

El Comité Interno de Transparencia tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente la situación financiera así como el resultado de las operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente del Consejo de Administración y al Consejero Delegado.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene asignadas, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (i) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (ii) dicha información es recopilada y comunicada a los órganos de Dirección y Administración del Grupo, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información que deba ser comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.

- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por los responsables de las unidades encargadas de las funciones económico y fiscal, servicios jurídicos, comunicación, estrategia, auditoría y control, relaciones con inversores, gobierno corporativo, control de reservas, planificación y control de gestión, personas y organización y de los diferentes negocios.

- ***Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “propietarios de los controles”:***

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “propietarios de los controles” son las responsables de asegurar el adecuado diseño y vigencia de los procesos, así como la vigencia, ejecución y adecuado funcionamiento de los controles asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

- La Unidad que elabora los estados financieros, así como el reporte económico financiero. Asimismo define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, como resultado del proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.
- La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, el asesoramiento de carácter tributario, el seguimiento, evaluación e implantación de los cambios normativos, la identificación, control, seguimiento, evaluación y gestión de los riesgos fiscales, y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias y con la Ley 31/2014, de reforma de la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo, el Consejo de Administración, dentro de sus competencias indelegables en el área fiscal, verifica anualmente la correcta aplicación de las políticas fiscales por parte de la Compañía.
- La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.

- Las Unidades que garantizan la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito, con el objetivo de asegurar la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio.
- La Unidad que establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo, así como las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo interno y define el Plan Anual de Formación.
- La Unidad que asegura que las estimaciones de las reservas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas acciones, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.
- Las Unidades responsables de la función jurídica en el Grupo que proporcionan el asesoramiento en derecho y la dirección y defensa legal de éste en toda clase de procesos o asuntos contenciosos, proporcionando soporte jurídico a las actuaciones, derechos y expectativas del Grupo, con la finalidad de dotarlos de eficacia y seguridad jurídica, y de minimizar posibles riesgos legales.
- La unidad que define las directrices, criterios e indicadores del control de la gestión, realiza el seguimiento de la actividad de los negocios y de las inversiones aprobadas y el control del cumplimiento de los compromisos asumidos, proponiendo, en su caso, medidas correctoras.

Procesos, actividades y controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.
- Documentación soporte de los procesos alcanzados por el SCIIF.
- Inventario de controles identificados en los distintos procesos.
- Resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles.
- Certificaciones de la vigencia y efectividad emitidas para cada ejercicio.

El modelo SCIIF se apoya en un conjunto de normas y procedimientos y se recoge en el Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.

El sistema de control interno sobre la información financiera se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, se define un modelo de alcances que incluye los epígrafes relevantes de los estados financieros, las sociedades alcanzadas, el conjunto de procesos relevantes y materiales para la elaboración, revisión y posterior divulgación de la información financiera, y las actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluidos los de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Con el fin de definir las sociedades alcanzadas se parte del proceso de actualización del perímetro de consolidación. Como ha quedado explicado en el apartado F.2.1 de este Informe, existe un proceso de actualización del mismo a partir de los cambios en las participaciones accionariales y los efectos de éstos en la estructura de control de las sociedades participadas, teniendo en cuenta lo establecido en las normas contables aplicables. En el SCIIF se incluyen controles operativos para las sociedades en las que se ejerce, directa o indirectamente el control. Adicionalmente para el resto de las sociedades relevantes no controladas incluidas en el perímetro de consolidación, se establecen, controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por estas para su incorporación a los estados financieros consolidados.

Para cada uno de los procesos relevantes y sociedades alcanzadas del perímetro de consolidación, se identifican sus riesgos de reporte financiero significativos y las actividades de control mitigantes de dichos riesgos.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- **Manuales:** aquellos cuya ejecución reside en acciones realizadas por personas, pudiendo utilizar para ello herramientas o aplicaciones informáticas.
- **Automáticos:** aquellos cuya ejecución descansa en el funcionamiento de las herramientas o aplicaciones informáticas.
- **Controles generales del ordenador:** aquellos que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones consideradas relevantes para el reporte financiero.

Estos tres tipos de controles a su vez pueden caracterizarse como:

- **Preventivos:** destinados a prevenir la existencia de errores o de situaciones de fraude que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

- **Detectivos:** cuyo objetivo es detectar errores o situaciones de fraude ya acaecidos y que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

Juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes

El proceso de elaboración de la información financiera requiere, en ocasiones, realizar suposiciones y estimaciones que pueden afectar al importe de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los gastos e ingresos reconocidos. Estas estimaciones pueden verse afectadas, entre otras causas, por cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de juicios, estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera. En concreto y de acuerdo a lo expuesto en la Nota 3 “Estimaciones y juicios” de la Memoria Consolidada del Grupo Repsol correspondiente al ejercicio 2015, las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas, combinaciones de negocio, las provisiones por litigios, desmantelamientos y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable de los activos y la valoración a mercado de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

Los órganos antes mencionados son informados de forma regular, sobre cualquier asunto ocurrido que pueda afectar a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo. Asimismo, periódicamente monitorizan las principales variables de entorno que tengan o puedan tener un impacto, directo o a través de estimaciones y valoraciones, en la cuantificación de activos, pasivos, ingresos o gastos del Grupo.

F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

El Grupo Repsol dispone de un cuerpo normativo específico en su área de Sistemas de Información, basado en el estándar internacional ISO 27001, mediante el que se establecen los principios generales de actuación para los diferentes procesos de dicha área.

Considerando que los flujos de transacciones del Grupo se realizan fundamentalmente mediante sistemas de información, se ha establecido un Marco de Control de los Sistemas de Información, formado por un conjunto de controles denominados "controles generales de ordenador" que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida y tratada en las aplicaciones relevantes para el reporte financiero.

Los sistemas vinculados al proceso de elaboración de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos en el cuerpo normativo y son auditados para verificar el adecuado funcionamiento del Marco de Control de los Sistemas de Información a través de la validación de los controles generales de ordenador que lo conforman.

Estos controles generales de ordenador agrupados en las áreas de: seguridad de acceso, ciclo de vida de desarrollo de sistemas y aseguramiento de las operaciones, permiten garantizar la consecución de diversos objetivos de control dentro de la evaluación de SCIIF ya que presentan las siguientes características:

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones, ya que se encuentran integrados en la lógica de estas, con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.
- Se aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información son completas y precisas, y las salidas correctas.

El alcance de los controles generales de ordenador cubre las aplicaciones relevantes para el reporte financiero y los elementos de infraestructura que dan servicio a dichas aplicaciones (por ej. plataformas técnicas, servidores, bases de datos, centros de proceso de datos, etc.).

El Grupo Repsol ha desarrollado un modelo de segregación de funciones en los sistemas con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de errores (intencionados o no), y en especial el factor del fraude en el proceso de reporte de la información financiera. Se han definido e implantado matrices de incompatibilidades en las aplicaciones que soportan los procesos relevantes alcanzados por el SCIIF, permitiendo monitorizar de forma continua los conflictos y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecuten de acuerdo a los perfiles definidos.

F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

El Grupo Repsol dispone de un procedimiento para la identificación, el establecimiento de criterios de control y la supervisión de las actividades subcontratadas a terceros en los distintos procesos de negocio. De acuerdo a este procedimiento, se analiza el impacto y la naturaleza de las actividades que desarrollan estos proveedores, concluyendo, sobre si las actividades realizadas afectan de modo material a los estados financieros en los siguientes aspectos:

- Transacciones significativas para los estados financieros del Grupo.
- Procedimientos manuales o automáticos para iniciar, registrar, procesar o reportar transacciones significativas desde su inicio hasta su inclusión en los estados financieros.
- Registros contables manuales o automáticos que soportan la captura, registro, procesamiento y reporte de transacciones, información o cuentas específicas de los estados financieros del Grupo.
- Sistemas de Información relevantes en la captura de eventos y condiciones significativas para registrar los resultados de operaciones y la preparación de los estados financieros.
- Proceso de reporte financiero utilizado para preparar los estados financieros, incluyendo las estimaciones contables y los desgloses de información significativos.

Una vez identificadas las actividades subcontratadas que pueden afectar de modo material a los estados financieros, se supervisa el adecuado control interno de los servicios prestados. En este sentido, de acuerdo a la metodología establecida en el marco de COSO 2013 y en la ISA 402 (International Standard on Auditing) el Grupo Repsol opta por los siguientes enfoques:

- Realizar evaluaciones independientes del sistema de control interno del proveedor.

- Solicitar al tercero subcontratado un informe de auditoría independiente con el objetivo de obtener información relevante en relación a su control interno. Entre los ejemplos de informes se incluyen los informes SOC (Service Organization Control) en virtud de la norma SSAE 16 del AICPA (American Institute of Certified Public Accountants) o la norma ISAE 3402 (International Standard on Assurance Engagements 3402).
- Entendimiento por parte del usuario del servicio de la naturaleza del mismo y la identificación de controles mitigantes dentro del proceso de reporte financiero del Grupo Repsol.

La Unidad de Control de Reservas audita las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades de negocio, a través de auditorías internas y externas. Los aspectos significativos identificados sirven de base para ajustar la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité Ejecutivo Corporativo y a la Comisión de Auditoría y Control.

F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

El Grupo cuenta con una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en el marco regulatorio que aplica en la elaboración de los estados financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente de forma periódica a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

Asimismo se dispone de manuales de criterios contables en los que se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan periódicamente y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se encuentran disponibles a través de la red interna de comunicación.

F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y parametrización centralizados que, junto con los manuales de criterios contables, permiten asegurar la integridad y homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de las cuentas anuales. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales de ordenador definidos para los sistemas de información. (Ver apartado F.3.2) de este Informe.

F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:

F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación, así como la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y al Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables, así como de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

La Comisión de Auditoría y Control analiza y aprueba, en su caso, la planificación anual de auditoría interna, así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control interno y gestión de riesgos del Grupo (operacionales, estratégicos, financieros y de cumplimiento).

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control depende de la Comisión de Auditoría y Control y ejerce la función de auditoría y control conforme a estándares internacionales alineados con las mejores prácticas del mercado, así como a los requerimientos de los diferentes marcos regulatorios que resultan de aplicación en los países donde el Grupo Repsol realiza negocios y actividades. Con el fin de asegurar la calidad en el ejercicio de la función, dispone de un “Plan de Aseguramiento y Mejora de la Calidad”, que se evalúa periódicamente, y de cuyos resultados es informada la Comisión de Auditoría y Control.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control es la encargada de evaluar la razonabilidad y suficiencia del diseño y del funcionamiento de los Sistemas de Control Interno y Gestión de Riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando los siguientes objetivos de control:

- Que los riesgos que pueden afectar a la Organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente.
- Que las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.
- Que las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes, regulaciones y contratos aplicables, así como con las políticas, normas o procedimientos vigentes.
- Que los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.
- Que la información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora y reporta de forma adecuada.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control apoya la labor de supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) realizada por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas, siendo esta Dirección Corporativa un apoyo para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control comunica a los dueños de los controles cualquier debilidad o incidencia detectada en el proceso de actualización y evaluación del SCIIF.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia, a la Comisión de Auditoría y Control y al Consejo de Administración sobre los resultados de la evaluación del SCIIF así como de las deficiencias detectadas en el curso de dicha evaluación.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2015, no habiéndose detectado salvedades, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO 2013.

F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control como ha quedado reflejado en el punto F.5.1, de este Informe, informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas.

La Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

F.6 Otra información relevante

El 8 de mayo de 2015 Repsol adquirió el 100% de Talisman Energy Inc. (en adelante "Talisman"), sociedad constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense ("Canada Business Corporations Act"), y cuyas acciones estaban admitidas a cotización en los mercados de valores de Toronto y Nueva York.

Durante el ejercicio 2014, Talisman, en su condición de sociedad cotizada en la Bolsa de Nueva York, se encontraba sujeta a la supervisión del organismo regulador del mercado de valores en Estados Unidos (Securities and Exchange Commission-SEC). En concreto, en materia de control interno sobre el reporte financiero, se encontraba bajo el ámbito de aplicación de la Ley Sarbanes Oxley y de las pautas desarrolladas al respecto por la propia Securities and Exchange Commission (SEC).

Con fecha 3 de marzo de 2015 Ernst & Young LLP emitió su informe relativo al Sistema de Control Interno sobre el Reporte Financiero (SCIRF) de Talisman referido al ejercicio 2014, en el que manifestaba que la compañía mantenía, en todos los aspectos materiales, un Sistema de Control Interno sobre el Reporte Financiero (SCIRF) efectivo y basado en las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control Integrated Framework (2013 Framework).

Una vez finalizado el proceso de la adquisición se procedió a la exclusión de cotización de las acciones ordinarias de Talisman en las Bolsas de Toronto y Nueva York.

No obstante, Talisman, continúa siendo emisor de valores en virtud de las leyes canadienses y por tanto sigue estando sujeta a ciertas obligaciones de información aplicables a los emisores de valores.

En este sentido, en el ejercicio 2015, Talisman ha mantenido la vigencia de su SCIRF con el mismo nivel de exigencia que en años anteriores, habiendo sido verificada su efectividad por el auditor externo Ernst & Young LLP.

En 2015, y tras la adquisición, se han incluido en el SCIIF del Grupo Repsol aquellos procesos y controles relevantes sobre la información financiera de Talisman.

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2015.

G**GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO**

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

1. **Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

Cumple Explique

2. **Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:**

a) **Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;**

b) **Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.**

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

3. **Que durante la celebración de la junta general ordinaria, como complemento de la difusión por escrito del informe anual de gobierno corporativo, el presidente del consejo de administración informe verbalmente a los accionistas, con suficiente detalle, de los aspectos más relevantes del gobierno corporativo de la sociedad y, en particular:**

a) **De los cambios acaecidos desde la anterior junta general ordinaria.**

b) **De los motivos concretos por los que la compañía no sigue alguna de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y, si existieran, de las reglas alternativas que aplique en esa materia.**

Cumple Cumple parcialmente Explique

4. **Que la sociedad defina y promueva una política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto que sea plenamente respetuosa con las normas contra el abuso de mercado y dé un trato semejante a los accionistas que se encuentren en la misma posición.**

Y que la sociedad haga pública dicha política a través de su página web, incluyendo información relativa a la forma en que la misma se ha puesto en práctica e identificando a los interlocutores o responsables de llevarla a cabo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

5. Que el consejo de administración no eleve a la junta general una propuesta de delegación de facultades, para emitir acciones o valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, por un importe superior al 20% del capital en el momento de la delegación.

Y que cuando el consejo de administración apruebe cualquier emisión de acciones o de valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, la sociedad publique inmediatamente en su página web los informes sobre dicha exclusión a los que hace referencia la legislación mercantil.

Cumple Cumple parcialmente Explique

6. Que las sociedades cotizadas que elaboren los informes que se citan a continuación, ya sea de forma preceptiva o voluntaria, los publiquen en su página web con antelación suficiente a la celebración de la junta general ordinaria, aunque su difusión no sea obligatoria:

- a) Informe sobre la independencia del auditor.
- b) Informes de funcionamiento de las comisiones de auditoría y de nombramientos y retribuciones.
- c) Informe de la comisión de auditoría sobre operaciones vinculadas.
- d) Informe sobre la política de responsabilidad social corporativa.

Cumple Cumple parcialmente Explique

7. Que la sociedad transmita en directo, a través de su página web, la celebración de las juntas generales de accionistas.

Cumple Explique

8. Que la comisión de auditoría vele porque el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general de accionistas sin limitaciones ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la comisión de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones o salvedades

Cumple Cumple parcialmente Explique

9. Que la sociedad haga públicos en su página web, de manera permanente, los requisitos y procedimientos que aceptará para acreditar la titularidad de acciones, el derecho de asistencia a la junta general de accionistas y el ejercicio o delegación del derecho de voto.

Y que tales requisitos y procedimientos favorezcan la asistencia y el ejercicio de sus derechos a los accionistas y se apliquen de forma no discriminatoria.

Cumple Cumple parcialmente Explique

10. Que cuando algún accionista legitimado haya ejercitado, con anterioridad a la celebración de la junta general de accionistas, el derecho a completar el orden del día o a presentar nuevas propuestas de acuerdo, la sociedad:

- a) Difunda de inmediato tales puntos complementarios y nuevas propuestas de acuerdo.
- b) Haga público el modelo de tarjeta de asistencia o formulario de delegación de voto o voto a distancia con las modificaciones precisas para que puedan votarse los nuevos puntos del orden del día y propuestas alternativas de acuerdo en los mismos términos que los propuestos por el consejo de administración.
- c) Someta todos esos puntos o propuestas alternativas a votación y les aplique las mismas reglas de voto que a las formuladas por el consejo de administración, incluidas, en particular, las presunciones o deducciones sobre el sentido del voto.
- d) Con posterioridad a la junta general de accionistas, comunique el desglose del voto sobre tales puntos complementarios o propuestas alternativas.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

11. Que, en el caso de que la sociedad tenga previsto pagar primas de asistencia a la junta general de accionistas, establezca, con anterioridad, una política general sobre tales primas y que dicha política sea estable.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

12. Que el consejo de administración desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas que se hallen en la misma posición y se guíe por el interés social, entendido como la consecución de un negocio rentable y sostenible a largo plazo, que promueva su continuidad y la maximización del valor económico de la empresa.

Y que en la búsqueda del interés social, además del respeto de las leyes y reglamentos y de un comportamiento basado en la buena fe, la ética y el respeto a los usos y a las buenas prácticas comúnmente aceptadas, procure conciliar el propio interés social con, según corresponda, los legítimos intereses de sus empleados, sus proveedores, sus clientes y los de los restantes grupos de interés que puedan verse afectados, así como el impacto de las actividades de la compañía en la comunidad en su conjunto y en el medio ambiente.

Cumple Cumple parcialmente Explique

13. Que el Consejo de Administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre cinco y quince miembros.

Cumple Explique

La Junta General ha considerado conveniente para la compañía, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista.

A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 30 de abril de 2014, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

14. Que el consejo de administración apruebe una política de selección de consejeros que:

- a) Sea concreta y verificable.
- b) Asegure que las propuestas de nombramiento o reelección se fundamenten en un análisis previo de las necesidades del consejo de administración.
- c) Favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género.

Que el resultado del análisis previo de las necesidades del consejo de administración se recoja en el informe justificativo de la comisión de nombramientos que se publique al convocar la junta general de accionistas a la que se someta la ratificación, el nombramiento o la reelección de cada consejero.

Y que la política de selección de consejeros promueva el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La comisión de nombramiento verificará anualmente el cumplimiento de la política de selección de consejeros y se informará de ello en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

15. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Cumple Cumple parcialmente Explique

16. Que el porcentaje de consejeros dominicales sobre el total de consejeros no ejecutivos no sea mayor que la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por dichos consejeros y el resto del capital. Este criterio podrá atenuarse:

- a) En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas.
- b) Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo de administración y no tengan vínculos entre sí.

Cumple Explique

17. Que el número de consejeros independientes represente, al menos, la mitad del total de consejeros.

Que, sin embargo, cuando la sociedad no sea de elevada capitalización o cuando, aun siéndolo, cuente con un accionista o varios actuando concertadamente, que controlen más del 30% del capital social, el número de consejeros independientes represente, al menos, un tercio del total de consejeros.

Cumple Explique

18. Que las sociedades hagan pública a través de su página web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico.
- b) Otros consejos de administración a los que pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, así como sobre las demás actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza.
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de las posteriores reelecciones.
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sean titulares.

Cumple Cumple parcialmente Explique

19. Que en el informe anual de gobierno corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos, se expliquen las razones por las cuales se hayan nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 3% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

20. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen transmita íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

21. Que el consejo de administración no proponga la separación de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el consejo de administración previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero pase a ocupar nuevos cargos o contraiga nuevas obligaciones que le impidan dedicar el tiempo necesario al desempeño de las funciones propias del cargo de consejero, incumpla los deberes inherentes a su cargo o incurra en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

También podrá proponerse la separación de consejeros independientes como consecuencia de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones corporativas similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad, cuando tales cambios en la estructura del consejo de administración vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la recomendación 16.

Cumple Explique

22. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al consejo de administración de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Y que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en la legislación societaria, el consejo de administración examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el consejo de administración dé cuenta, de forma razonada, en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

23. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo de administración puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial, los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de intereses, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo de administración.

Y que cuando el consejo de administración adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, este saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta recomendación alcanza también al secretario del consejo de administración, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

24. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del consejo de administración. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

25. Que la comisión de nombramientos se asegure de que los consejeros no ejecutivos tienen suficiente disponibilidad de tiempo para el correcto desarrollo de sus funciones.

Y que el reglamento del consejo establezca el número máximo de consejos de sociedades de los que pueden formar parte sus consejeros.

Cumple Cumple parcialmente Explique

26. Que el consejo de administración se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones y, al menos, ocho veces al año, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero individualmente proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Cumple Cumple parcialmente Explique

27. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a los casos indispensables y se cuantifiquen en el informe anual de gobierno corporativo. Y que, cuando deban producirse, se otorgue representación con instrucciones.

Cumple Cumple parcialmente Explique

28. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupación sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la sociedad y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo de administración, a petición de quien las hubiera manifestado, se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

29. Que la sociedad establezca los cauces adecuados para que los consejeros puedan obtener el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones incluyendo, si así lo exigieran las circunstancias, asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Cumple Cumple parcialmente Explique

30. Que, con independencia de los conocimientos que se exijan a los consejeros para el ejercicio de sus funciones, las sociedades ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple Explique No aplicable

31. Que el orden del día de las sesiones indique con claridad aquellos puntos sobre los que el consejo de administración deberá adoptar una decisión o acuerdo para que los consejeros puedan estudiar o recabar, con carácter previo, la información precisa para su adopción.

Cuando, excepcionalmente, por razones de urgencia, el presidente quiera someter a la aprobación del consejo de administración decisiones o acuerdos que no figuraran en el orden del día, será preciso el consentimiento previo y expreso de la mayoría de los consejeros presentes, del que se dejará debida constancia en el acta.

Cumple Cumple parcialmente Explique

32. Que los consejeros sean periódicamente informados de los movimientos en el accionariado y de la opinión que los accionistas significativos, los inversores y las agencias de calificación tengan sobre la sociedad y su grupo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

33. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo de administración, además de ejercer las funciones que tiene legal y estatutariamente atribuidas, prepare y someta al consejo de administración un programa de fechas y asuntos a tratar; organice y coordine la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del primer ejecutivo de la sociedad; sea responsable de la dirección del consejo y de la efectividad de su funcionamiento; se asegure de que se dedica suficiente tiempo de discusión a las cuestiones estratégicas, y acuerde y revise los programas de actualización de conocimientos para cada consejero, cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple Cumple parcialmente Explique

34. Que cuando exista un consejero coordinador, los estatutos o el reglamento del consejo de administración, además de las facultades que le corresponden legalmente, le atribuya las siguientes: presidir el consejo de administración en ausencia del presidente y de los vicepresidentes, en caso de existir; hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros no ejecutivos; mantener contactos con inversores y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de la sociedad; y coordinar el plan de sucesión del presidente.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

35. Que el secretario del consejo de administración vele de forma especial para que en sus actuaciones y decisiones el consejo de administración tenga presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código de buen gobierno que fueran aplicables a la sociedad.

Cumple Explique

36. Que el consejo de administración en pleno evalúe una vez al año y adopte, en su caso, un plan de acción que corrija las deficiencias detectadas respecto de:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo de administración.

b) El funcionamiento y la composición de sus comisiones.

c) La diversidad en la composición y competencias del consejo de administración.

d) El desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad.

e) El desempeño y la aportación de cada consejero, prestando especial atención a los responsables de las distintas comisiones del consejo.

Para la realización de la evaluación de las distintas comisiones se partirá del informe que estas eleven al consejo de administración, y para la de este último, del que le eleve la comisión de nombramientos.

Cada tres años, el consejo de administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo, cuya independencia será verificada por la comisión de nombramientos.

Las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo deberán ser desglosadas en el informe anual de gobierno corporativo.

El proceso y las áreas evaluadas serán objeto de descripción en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

37. Que cuando exista una comisión ejecutiva, la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo de administración y su secretario sea el de este último.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

38. Que el consejo de administración tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión ejecutiva y que todos los miembros del consejo de administración reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión ejecutiva.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

39. Que los miembros de la comisión de auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple Cumple parcialmente Explique

40. Que bajo la supervisión de la comisión de auditoría, se disponga de una unidad que asuma la función de auditoría interna que vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno y que funcionalmente dependa del presidente no ejecutivo del consejo o del de la comisión de auditoría.

Cumple Cumple parcialmente Explique

41. Que el responsable de la unidad que asuma la función de auditoría interna presente a la comisión de auditoría su plan anual de trabajo, informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo y someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

42. Que, además de las previstas en la ley, correspondan a la comisión de auditoría las siguientes funciones:

1. En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

b) Velar por la independencia de la unidad que asume la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2. En relación con el auditor externo:

a) En caso de renuncia del auditor externo, examinar las circunstancias que la hubieran motivado.

b) Velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia.

c) Supervisar que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

d) Asegurar que el auditor externo mantenga anualmente una reunión con el pleno del consejo de administración para informarle sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la sociedad.

e) Asegurar que la sociedad y el auditor externo respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas sobre independencia de los auditores.

Cumple Cumple parcialmente Explique

43. Que la comisión de auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple Cumple parcialmente Explique

44. Que la comisión de auditoría sea informada sobre las operaciones de modificaciones estructurales y corporativas que proyecte realizar la sociedad para su análisis e informe previo al consejo de administración sobre sus condiciones económicas y su impacto contable y, en especial, en su caso, sobre la ecuación de canje propuesta.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

45. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo, financieros y no financieros (entre otros los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance.

b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable.

c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse.

d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Cumple Cumple parcialmente Explique

46. Que bajo la supervisión directa de la comisión de auditoría o, en su caso, de una comisión especializada del consejo de administración, exista una función interna de control y gestión de riesgos ejercida por una unidad o departamento interno de la sociedad que tenga atribuidas expresamente las siguientes funciones:

a) Asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de control y gestión de riesgos y, en particular, que se identifican, gestionan, y cuantifican adecuadamente todos los riesgos importantes que afecten a la sociedad.

b) Participar activamente en la elaboración de la estrategia de riesgos y en las decisiones importantes sobre su gestión.

c) Velar por que los sistemas de control y gestión de riesgos mitiguen los riesgos adecuadamente en el marco de la política definida por el consejo de administración.

Cumple Cumple parcialmente Explique

47. Que los miembros de la comisión de nombramientos y de retribuciones –o de la comisión de nombramientos y la comisión de retribuciones, si estuvieren separadas– se designen procurando que tengan los conocimientos, aptitudes y experiencia adecuados a las funciones que estén llamados a desempeñar y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple Cumple parcialmente Explique

48. Que las sociedades de elevada capitalización cuenten con una comisión de nombramientos y con una comisión de remuneraciones separadas.

Cumple Cumple parcialmente Explique

49. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente del consejo de administración y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos. Y que cualquier consejero pueda solicitar de la comisión de nombramientos que tome en consideración, por si los encuentra idóneos a su juicio, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique

50. Que la comisión de retribuciones ejerza sus funciones con independencia y que, además de las funciones que le atribuya la ley, le correspondan las siguientes:

a) Proponer al consejo de administración las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Comprobar la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

c) Revisar periódicamente la política de remuneraciones aplicada a los consejeros y altos directivos, incluidos los sistemas retributivos con acciones y su aplicación, así como garantizar que su remuneración individual sea proporcionada a la que se pague a los demás consejeros y altos directivos de la sociedad.

d) Velar por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo prestado a la comisión.

e) Verificar la información sobre remuneraciones de los consejeros y altos directivos contenida en los distintos documentos corporativos, incluido el informe anual sobre remuneraciones de los consejeros.

Cumple Cumple parcialmente Explique

51. Que la comisión de retribuciones consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple Cumple parcialmente Explique

52. Que las reglas de composición y funcionamiento de las comisiones de supervisión y control figuren en el reglamento del consejo de administración y que sean consistentes con las aplicables a las comisiones legalmente obligatorias conforme a las recomendaciones anteriores, incluyendo:

a) Que estén compuestas exclusivamente por consejeros no ejecutivos, con mayoría de consejeros independientes.

b) Que sus presidentes sean consejeros independientes.

c) Que el consejo de administración designe a los miembros de estas comisiones teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada comisión, delibere sobre sus propuestas e informes; y que rinda cuentas, en el primer pleno del consejo de administración posterior a sus reuniones, de su actividad y que respondan del trabajo realizado.

d) Que las comisiones puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, que se pondrá a disposición de todos los consejeros.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

53. Que la supervisión del cumplimiento de las reglas de gobierno corporativo, de los códigos internos de conducta y de la política de responsabilidad social corporativa se atribuya a una o se reparta entre varias comisiones del consejo de administración que podrán ser la comisión de auditoría, la de nombramientos, la comisión de responsabilidad social corporativa, en caso de existir, o una comisión especializada que el consejo de administración, en ejercicio de sus facultades de auto-organización, decida crear al efecto, a las que específicamente se les atribuyan las siguientes funciones mínimas:

a) La supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo de la sociedad.

b) La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.

c) La evaluación periódica de la adecuación del sistema de gobierno corporativo de la sociedad, con el fin de que cumpla su misión de promover el interés social y tenga en cuenta, según corresponda, los legítimos intereses de los restantes grupos de interés.

d) La revisión de la política de responsabilidad corporativa de la sociedad, velando por que esté orientada a la creación de valor.

e) El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación de su grado de cumplimiento.

f) La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.

g) La evaluación de todo lo relativo a los riesgos no financieros de la empresa – incluyendo los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales.

h) La coordinación del proceso de reporte de la información no financiera y sobre diversidad, conforme a la normativa aplicable y a los estándares internacionales de referencia.

Cumple Cumple parcialmente Explique

54. Que la política de responsabilidad social corporativa incluya los principios o compromisos que la empresa asuma voluntariamente en su relación con los distintos grupos de interés e identifique al menos:

a) Los objetivos de la política de responsabilidad social corporativa y el desarrollo de instrumentos de apoyo.

b) La estrategia corporativa relacionada con la sostenibilidad, el medio ambiente y las cuestiones sociales.

c) Las prácticas concretas en cuestiones relacionadas con: accionistas, empleados, clientes, proveedores, cuestiones sociales, medio ambiente, diversidad, responsabilidad fiscal, respeto de los derechos humanos y prevención de conductas ilegales.

d) Los métodos o sistemas de seguimiento de los resultados de la aplicación de las prácticas concretas señaladas en la letra anterior, los riesgos asociados y su gestión.

e) Los mecanismos de supervisión del riesgo no financiero, la ética y la conducta empresarial.

f) Los canales de comunicación, participación y diálogo con los grupos de interés.

g) Las prácticas de comunicación responsable que eviten la manipulación informativa y protejan la integridad y el honor.

Cumple Cumple parcialmente Explique

55. Que la sociedad informe, en un documento separado o en el informe de gestión, sobre los asuntos relacionados con la responsabilidad social corporativa, utilizando para ello alguna de las metodologías aceptadas internacionalmente.

Cumple Cumple parcialmente Explique

56. Que la remuneración de los consejeros sea la necesaria para atraer y retener a los consejeros del perfil deseado y para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija, pero no tan elevada como para comprometer la independencia de criterio de los consejeros no ejecutivos.

Cumple Explique

57. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad y al desempeño personal, así como la remuneración mediante entrega de acciones, opciones o derechos sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción y los sistemas de ahorro a largo plazo tales como planes de pensiones, sistemas de jubilación u otros sistemas de previsión social.

Se podrá contemplar la entrega de acciones como remuneración a los consejeros no ejecutivos cuando se condicione a que las mantengan hasta su cese como consejeros. Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple Cumple parcialmente Explique

58. Que en caso de remuneraciones variables, las políticas retributivas incorporen los límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales remuneraciones guardan relación con el rendimiento profesional de sus beneficiarios y no derivan solamente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Y, en particular, que los componentes variables de las remuneraciones:

a) Estén vinculados a criterios de rendimiento que sean predeterminados y medibles y que dichos criterios consideren el riesgo asumido para la obtención de un resultado.

b) Promuevan la sostenibilidad de la empresa e incluyan criterios no financieros que sean adecuados para la creación de valor a largo plazo, como el cumplimiento de las reglas y los procedimientos internos de la sociedad y de sus políticas para el control y gestión de riesgos.

c) Se configuren sobre la base de un equilibrio entre el cumplimiento de objetivos a corto, medio y largo plazo, que permitan remunerar el rendimiento por un desempeño continuado durante un período de tiempo suficiente para apreciar su contribución a la creación sostenible de valor, de forma que los elementos de medida de ese rendimiento no giren únicamente en torno a hechos puntuales, ocasionales o extraordinarios.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

59. Que el pago de una parte relevante de los componentes variables de la remuneración se difiera por un período de tiempo mínimo suficiente para comprobar que se han cumplido las condiciones de rendimiento previamente establecidas.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

60. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

61. Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

Al tratarse de una recomendación nueva del Código de Buen Gobierno de Sociedades Cotizadas y cuyo cumplimiento requiere de aprobación por la Junta General de accionistas, la Compañía se encuentra analizando esta recomendación.

62. Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución.

Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

Al tratarse de una recomendación nueva del Código de Buen Gobierno de Sociedades Cotizadas, la Compañía está analizando el cumplimiento de esta recomendación.

63. Que los acuerdos contractuales incluyan una cláusula que permita a la sociedad reclamar el reembolso de los componentes variables de la remuneración cuando el pago no haya estado ajustado a las condiciones de rendimiento o cuando se hayan abonado atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

64. Que los pagos por resolución del contrato no superen un importe establecido equivalente a dos años de la retribución total anual y que no se abonen hasta que la sociedad haya podido comprobar que el consejero ha cumplido con los criterios de rendimiento previamente establecidos.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

- 1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.**

Se hace constar que los datos contenidos en este informe se refieren al ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2015, salvo en aquellas cuestiones en las que específicamente se señale otra fecha de referencia.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 8 de enero de 2016, el Consejero Delegado de Repsol, en ejercicio de la delegación de facultades conferida a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad de 30 de abril de 2015 –haciendo uso, a su vez, de las facultades delegadas en el acuerdo de aumento de capital aprobado dentro del punto sexto del orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2015- procedió a completar y declarar cerrada la ejecución del aumento de capital social liberado de Repsol de forma que el capital social actual de la Compañía es de 1.441.783.307 euros, representado por 1.441.783.307 acciones y 1.441.783.307 derechos de voto.

2. Nota sobre el apartado A.2.

Los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2015 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).

No obstante lo anterior, de acuerdo con la última información disponible por la Sociedad en el momento de formulación de las cuentas anuales, los accionistas con participaciones significativas de la Compañía son:

Nombre o denominación social del accionista	% sobre el total de derechos de voto
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (1)	11,37
Sacyr, S.A. (2)	8,48
Temasek Holdings (Private) Limited (3)	4,95
Blackrock, Inc.(4)	3,04

(1) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, 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 distintos fondos y cuentas gestionados por gestores de inversiones bajo su control.

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2015, es del 1,252 %, que ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia de la ampliación de capital liberada, como parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el Registro Mercantil el 12 de enero de 2016, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2015. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos del mencionado cálculo, el Grupo recibió la parte proporcional de acciones nuevas, correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera antes de la ampliación.

4. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 9ª de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 4 de junio, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión de los Mercados y la Competencia.

5. Nota sobre el apartado C.1.16

En el epígrafe de “Remuneración total alta dirección” se incluyen los siguientes conceptos:

- Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2015.
- La retribución variable anual y variable plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2012-2015 y otros conceptos devengados por de los miembros de la Alta Dirección durante 2015.
- Plan de Fidelización: El 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del 2º Ciclo del Plan de Fidelización. Como consecuencia de ello y de acuerdo con lo recogido en la Nota 27 de la Memoria, la Alta Dirección consolidó derechos a la entrega de 22.445 acciones brutas valoradas a un precio de 16,88 euros por acción. Estos importes se han incluido dentro del concepto de retribución en especie.

Por otra parte, los derechos acumulados para atender las obligaciones contraídas en materia de previsión con los actuales miembros de la Alta Dirección, ascienden a 19.258 miles de euros, de los cuales 1.764 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2015.

La cantidad indicada en este epígrafe no incluye los importes abonados al personal Directivo que ha causado baja en concepto de indemnización por extinción de contrato y compensación por el pacto de no concurrencia que ascienden a 15,275 millones de euros.

6. Nota sobre el apartado C.1.29

En relación al número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo, se hace constar que hasta el 27 de mayo de 2015 la estructura de las Comisiones del Consejo de Administración de Repsol era distinta. De forma que había una única Comisión de Nombramientos y Retribuciones en lugar de dos comisiones separadas y, en lugar de la Comisión de Sostenibilidad, existía la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Corporativa.

En este sentido, cabe destacar que además de las reuniones mantenidas tras la aprobación de la nueva estructura de Comisiones detallada en el apartado C.1.16, se han mantenido las siguientes reuniones durante el ejercicio:

- La Comisión de Nombramientos y Retribuciones se reunió en 4 ocasiones hasta el 27 de mayo de 2015.
- La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Corporativa se reunió en 1 ocasión hasta el 27 de mayo de 2015.

7. Nota sobre el apartado C.1.37

Asimismo, se detallan los honorarios del año 2015 de Ernst & Young correspondientes a los trabajos de auditoría y otros servicios del grupo Talisman Energy Inc. al ser una sociedad controlada al cierre del ejercicio 2015:

EY	TALISMAN
Trabajos distintos auditoría (en miles)	553
Trabajos distintos auditoría sobre total facturado por firma auditoría (en %)	12%

8. Nota sobre el apartado D.2

El dato de las operaciones identificadas en la categoría "Arrendamientos" corresponde a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con el grupo "La Caixa", se incluyen principalmente inversiones y depósitos a corto plazo.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con el grupo "Temasek", corresponde fundamentalmente a un compromiso de venta de gas con Talisman en el bloque Corridor, en Indonesia.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con Sacyr, S.A., corresponden fundamentalmente a compromisos de compra vigentes a 31 de diciembre de 2015 neto de los compromisos de venta.

9. Nota sobre el apartado D.4

Para las operaciones con partes vinculadas con entidades del Grupo establecidas en paraísos o territorios considerados como paraíso fiscal, se informa de todas aquellas operaciones que Repsol S.A. puedan haber efectuado con dichas sociedades por los importes correspondientes a las sociedades individuales, sin haber considerado eliminaciones de consolidación.

Se han considerado aquellas operaciones con sociedades del Grupo cuyo domicilio mercantil o fiscal esté establecido en alguno de los países o territorios incluidos en la lista de paraísos fiscales contenida en el RD 1080/1991, excluyendo aquellos que, tal y como establece la normativa vigente, hayan firmado con España un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información o un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria en el que expresamente se establezca que dejan de tener dicha consideración.

2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión. En particular, hará mención a si se ha adherido al Código de Buenas Prácticas Tributarias, de 20 de julio de 2010.

Repsol se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias desde el 23 de septiembre de 2010, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 24 de febrero de 2016

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí No

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

Repsol, S.A.

Informe independiente referido al
Sistema de Control Interno sobre
la Información Financiera

INFORME INDEPENDIENTE REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

A los accionistas de Repsol, S.A:

Alcance del Trabajo

Hemos realizado la revisión de la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol (el “Grupo”), contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 adjunta.

El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas.

Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013).

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, usos o ventas no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a períodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

Responsabilidad de los Administradores

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad.

Nuestra Responsabilidad

Nuestra responsabilidad es emitir un informe de revisión independiente de seguridad razonable sobre la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) basándonos en el trabajo realizado.

Nuestro trabajo incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2015, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol.

Hemos realizado nuestro trabajo de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

Esta norma requiere la planificación y la realización de procedimientos y la obtención de evidencias suficientes que permitan reducir el riesgo del encargo a un nivel bajo aceptable de acuerdo con las circunstancias del mismo, y la emisión de una conclusión en términos positivos.

Independencia

Hemos realizado nuestro trabajo de acuerdo con las normas de independencia requeridas por el Código Ético emitido por el International Ethics Standards Board for Accountants (IESBA), basadas en los principios fundamentales de integridad, objetividad, competencia profesional, diligencia, confidencialidad y profesionalidad.

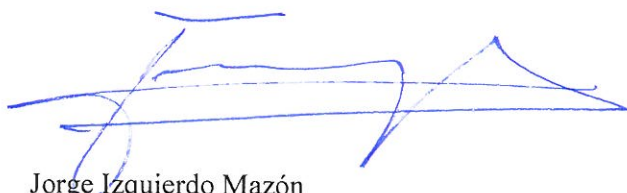
Deloitte mantiene, de acuerdo con el International Standard on Quality Control 1 (ISQC1), un sistema global de control de calidad que incluye políticas y procedimientos documentados en relación con el cumplimiento de requisitos éticos, normas profesionales y regulación aplicable.

Conclusión

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2015, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013). Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2015 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo y la Circular 7/2015, de 22 de diciembre por la que se modifica la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

Tal y como se describe en la Nota F, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas en las que no se ejerce, directa o indirectamente el control ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento de las partes que están compartiendo el control. No obstante, el Grupo Repsol incluye controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por las sociedades de control conjunto para su incorporación a los estados financieros consolidados. En consecuencia nuestro trabajo no incluyó el examen de la efectividad del sistema de control interno sobre la generación de la información financiera de dichas sociedades incluida en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

DELOITTE, S.L.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Jorge Izquierdo Mazón', written over a horizontal line.

Jorge Izquierdo Mazón

24 de febrero de 2016

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

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

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

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

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

Responsabilidad de los administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión

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

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

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

DELOITTE, S.L.

Inscrita en el R.O.A.C nº S0692



Javier Ares San Miguel

25 de Febrero de 2015

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS
Correspondientes al ejercicio 2014



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

		Millones de euros	
		31/12/2014	31/12/2013 ⁽²⁾
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO ⁽¹⁾			
(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	Nota	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
	2015	2016	2017	2018	2019	Sig.	Total	Razonable
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
	2014	2015	2016	2017	2018	Sig.	Total	Razonable
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 Canaport 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 Guará 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 Neto (3)	Capital Social (3)
				Patrimonial	Control (2)		
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	35,00	50,00	-	-
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	99,00	99,00	-	-
Agri Development, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.(Neg Conj)	6,00	10,00	-	-
Air Miles España, S.A. (4)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	24,16	25,00	7	-
Akakus Oil Operations, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.á.r.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	135	-
Alugas Gaviota, S.L. (5)	España	Regasificación, almacenamiento y distribución de hidrocarburos naturales gaseosos.	I.G.	100,00	100,00	-	-
AR Oil & Gaz, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	49,01	49,01	-	-
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
Asfálor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	-	-
Asfálos Españoles, S.A.	España	Asfálos	(16)	49,99	50,00	26	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	-	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	30,00	100,00	355	123
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	30,00	30,00	123	887
C.L.H. Aviação, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	-	-
CaiaGESTE - 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	-	-
Duragas, 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
Petroquímica, 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	-	-
Quirquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	60,00	60,00	87	-
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.	I.G.	51,03	51,03	309	313
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	36
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	58
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	61	79
Repsol Angostura, Ltd. (5)	Trinidad y Tobago	Facilitar la exploración y explotación de petróleo offshore en Trinidad y Tobago.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	8

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2014		Diciembre 2013	
				% Participación Total		Millones de Euros	
				Participación Patrimonial	Participación Control (2)	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.201	197
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	25
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	277	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	577	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	99,99	99,99	14	9
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	1.145	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	72	56
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	-	-
Repsol E & P Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	570	201
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	87
Repsol E & P Eurasia, LLC.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-	-
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	99	25
Repsol E & P USA, Inc. (17)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.024	2.491
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	76	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	3	-
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(969)	602
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	4	207
Repsol Energy Ventures, S.A. (14)	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	2
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	19
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	9
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(12)	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	6
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(15)	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(28)	-
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	241	259
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Liberia, B.V. (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	47
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	38	16
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	623	8
Repsol Exploración Nicaragua, S.A. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	328	17
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	3
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	156	352
Repsol Exploración, S.A. (9)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.608	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	18
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	23	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	100,00	-	-
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,86	99,86	50	34
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	29	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera (inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	34	347
Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.156	301
Repsol Investeringen, BV	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	579	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	64	2
Repsol Libreville, S.A. avec A.G. (5)	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	14	14
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	33	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda. (5)	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(17)	-
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	12	2
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural (sociedad inactiva)	P.E.	99,96	99,96	-	1
Repsol Mediación, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Correduría de Seguros	I.G.	96,67	100,00	2	-
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, BV	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(24)	-
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	16	13
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	(7)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	30	-
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(6)	-
Repsol Overzee Financien, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	660	129
Repsol Perú, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	174	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.856	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(215)	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	514	-
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(112)	60

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2014		Diciembre 2013	
				% Participación Total % de	Participación	Participación	Patrimonio Neto
				Patrimonial	Control (2)	(3)	(3)
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	60,01	100,00	3.951	3.759
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	60,01	60,01	5.953	4.810
Repsol St. John LNG, S.L. (5)	España	Realización de todo tipo de estudios relacionados con hidrocarburos y to	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Surorient Ecuador, S.A. (13)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	310	-
Repsol Trading Perú, S.A.C. (5)	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd. (5)	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading, S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	123	-
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	(8)	8
Repsol USA Holdings Corporation (4)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Venezuela Gas, S.A. (4)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	167	-
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	121	1
San Andrés Park, S.L.	España	Estación de Servicio para el suministro y venta de carburantes, combustibles y lubricantes.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Saint John Gas Marketing Company (5)	Estados Unidos	Apoyo y/o participación para realizar una inversión en una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Saint John LNG Development Company, Ltd. (5)	Canadá	Desarrollo del proyecto de estudio de construcción de una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Saneco	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	49,01	100,00	-	-
SC Repsol Baicou, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Piesti, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	1
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	P.E.(Neg Conj)	49,29	50,00	14	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-
Sociedade Agoreana de Armazenagem de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	4	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	87,20	90,00	3	6
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	41	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	-
TAPBC Acquisition, Inc. (5)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Tecmocontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarias, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(Neg Conj)	48,34	50,00	24	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
TNO (Tafneftodacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	34,30	99,54	-	-
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	-	-
Tucunaré Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	-	-
Via Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windphas, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	P.E.(Neg Conj)	22,56	91,28	-	-
YFPB Andina, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	48,33	48,33	1.119	140
YFPB Transierra, S.A. (12)	Bolivia	Transporte de hidrocarburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	21,51	44,50	283	64
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	P.E.	25,00	25,00	-	-

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2013), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) Datos correspondientes a Cuentas Anuales Consolidadas.

(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2014.

(6) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de marzo de 2014.

(7) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(8) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en

Liberia.

(9) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

(10) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, Ltd., sociedad inactiva y en proceso de liquidación domiciliada en las Islas Caimán

(11) Anteriormente denominada SKSOL Lube Base Oils, S.A.

(12) Anteriormente denominada Transierra, S.A.

(13) Anteriormente denominada Repsol Cuba, S.A.

(14) Anteriormente denominada Repsol New Energy Ventures, S.A.

(15) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las mutuas de reaseguro Oil Casual Insurance (4,4%) y Oil Insurance, Ltd (1,09%), domiciliadas en Bermudas.

(16) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articuladas a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.

Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

(17) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de diciembre de 2012.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN
Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	31.12.14			31.12.13		
					Método de Consolidación ⁽¹⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽¹⁾	% Participación Total	
						% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	ene-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Kuosol Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Enajenación	ene-14	-	-	-	(4)	50,00%	100%
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	feb-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	feb-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Repsol Trading, S.A.	Constitución	mar-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) ⁽³⁾	Perú	Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd.	Enajenación	mar-14	-	-	-	P.E.	10,00%	22,38%
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Repsol Trading, S.A.	Liquidación	abr-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	may-14	-	-	-	(4)	46,81%	46,81%
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Adquisición	may-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Repsol LNG Holdings, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Trading Singapore Pte, Ltd.	Singapur	Repsol Trading, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	jun-14	-	-	-	(4)	20,02%	20,02%
Tocardo 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	
						% de Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾		% de Patrimonial	% de 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%
MC ALREP, Llc.	Rusia	AR Oil & Gas BV	Adquisición	feb-13	I.P.	49,01%	100%	-	-	-
Kuosol Servicios, S.A. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Absorción	feb-13	-	-	-	I.P.	49,99%	99,98%
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	mar-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Principle Power Inc.	EE.UU	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Adquisición	mar-13	I.P.	33,606%	33,606%	-	-	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power Inc.	Adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power Inc.	Adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power Inc.	Disminución participación	abr-13	I.P.	23,73%	70,62%	I.P.	30,95%	30,95%
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jun-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	jun-13	P.E.	25,78%	26,67%	P.E.	21,75%	22,50%
SC Repsol Targu Jiu SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Baicoi SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Targoviste SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Pitesti SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Aumento participación	jul-13	I.P.	20,016%	20,016%	I.P.	20,01%	20,01%
San Andrés Park S.L	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Adquisición	sep-13	I.G.	96,67%	100%	-	-	-
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. ⁽¹⁾	España	Repsol, S.A.	Enajenación	oct-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
Albatros S.a.R.L.	Luxemburgo	Repsol, S.A.	Constitución	nov-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.P.	65,00%	100%
Perú LNG Company Llc. ⁽¹⁾	EE.UU	LNG Shipping Operation Services Netherland, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Perú LNG, S.R.L. ⁽¹⁾	Perú	Perú LNG Company, Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Atlantic 1 Holdings, Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Atlantic 2/3 Holdings Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
Atlantic 4 Holdings Llc. ⁽¹⁾	Estados Unidos	Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	22,22%
Atlantic LNG 2/3 Co. of Trinidad&Tobago, Unlimited ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	100%
Atlantic LNG 4 Co. of Trinidad&Tobago, Unlimited ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	100%
Atlantic LNG Co. of Trinidad&Tobago ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, Llc.	Enajenación	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	100%
Repsol LNG T&T, Ltd. ⁽¹⁾	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol LNG Port of Spain, B.V. ⁽¹⁾	Holanda	Netherlands ALNG Holding Company, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
LNG Shipping operation services netherlands B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Netherlands ALNG Holding Company B.V. ⁽¹⁾	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Enajenación	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Sociedades del Grupo Gas Natural (varias) ⁽⁴⁾		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) Sociedades del perímetro de la operación de Shell por la venta de los activos y negocios de GNL. Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. se vende finalmente a BP (ver Nota 4.2).

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

(3) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(4) En el ejercicio 2013 el perímetro de Gas Natural Fenosa se modificó mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades (véase las Cuentas Anuales Consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2013).

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Aruba			
Aruba offshore block	35,00%	Repsol Aruba, B.V.	Exploración
Australia			
Bloque WA48	55,00%	BHP BP	Exploración
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Planta de Compresión de Gas Río Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabimas	15,00%	Petrobras	Exploración y Producción
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Exploración y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	TOTAL	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondón (4)	25,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
RC11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
COL-4	34,34%	Repsol	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
EE.UU.			
Midcontinent	13,44%	Sandridge	Desarrollo
Midcontinent	6,38%	Cummings Oil	Desarrollo
Midcontinent	5,92%	Empire	Desarrollo
Midcontinent	4,75%	Veritas Energy	Desarrollo
Midcontinent	4,69%	PetroQuest	Desarrollo
Midcontinent	4,43%	Chesapeake	Desarrollo
Midcontinent	4,00%	Coffeyville Resources	Desarrollo
Midcontinent	3,80%	Fairway Resources	Desarrollo

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Midcontinent	3,56%	Red Fork	Desarrollo
Midcontinent	3,32%	Eagle Exploration	Desarrollo
Midcontinent	3,22%	Plymouth	Desarrollo
Midcontinent	2,96%	Range Resources	Desarrollo
Midcontinent	2,37%	Chaparral	Desarrollo
Midcontinent	2,20%	Atlas Resource	Desarrollo
Midcontinent	2,03%	Primexx	Desarrollo
Midcontinent	1,76%	D & J Oil	Desarrollo
Midcontinent	1,30%	HighMount	Desarrollo
Midcontinent	1,29%	Enervest Operating	Desarrollo
Midcontinent	1,03%	Midstates	Desarrollo
Midcontinent	0,70%	Devon	Desarrollo
Midcontinent	0,60%	Comanche	Desarrollo
Midcontinent	0,08%	Equal Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,07%	Wicklund	Desarrollo
Midcontinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,01%	Cisco	Desarrollo
Alaska	70,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Shenzi GOM	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Buckskin GOM	12,50%	Chevron	Exploración
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Tiger	12,50%	Chervron USA Inc.	Exploración
Iowa	75,00%	Repsol Louisiana Corporation	Exploración
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón	62,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca	67,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Pirmagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistan)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistan)	Exploración
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Nicaragua			
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Noruega			
Licencia PL528	6,00%	Centrica	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL628	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL750	40,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL763	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Abandono
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Baicoi 6000	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

NOTA: No incluye las operaciones conjuntas gestionadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa. Esta información puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

(2) Operaciones conjuntas gestionadas a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,33%.

(3) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

(4) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS A 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Exploración y Producción
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Exploración y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	OMV Offshore	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondon (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	PETROBRAS	Exploración
Catleya	50,00%	ECOPETROL	Exploración
Tayrona	30,00%	PETROBRAS	Exploración
RC 11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC 12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	PETROBRAS	Abandono
Orquidea	40,00%	HOCOL	Abandono
Cuba			
Bloque 25-29 y 35-36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo (5)	100,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Boquerón (5)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Casablanca (5)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón (5)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Montanazo (5)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Rodaballo (5)	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Piramagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración y Producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akaku Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Paek 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Paek 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache (5)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge, AS	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Exploración
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Abandono
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 5 Baicoi	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 6 Targoviste	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

NOTA: No incluye las operaciones conjuntas gestionadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa. Esta información puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

- (1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.
- (2) Operaciones conjuntas gestionadas a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.
- (3) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.
- (4) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.
- (5) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., negocio conjunto en el que Repsol ostenta una participación del 30,001%.

ANEXO III: MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 2 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") que se constituye como un "macro-organismo" que asume las funciones específicas de supervisión y control de los mercados regulados supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales, entre ellas la Comisión Nacional de Energía. Integra igualmente a la Comisión Nacional de la Competencia.

La citada Ley 3/2013 modificó sustancialmente el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, contenido hasta ahora en la conocida como función pública 14ª de la CNE ("Función 14"), que ahora se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La nueva Ley diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al Minetur, bien mediante la potestad del Ministro de Industria de imponer condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Es una novedad de este nuevo control su extensión al sector de los hidrocarburos líquidos, adicionalmente a los sectores ya sujetos con anterioridad, eléctrico y gasista. Por lo que respecta al sector de los hidrocarburos líquidos se incluyen aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Serán objeto de control tanto las operaciones activas, en las que el sujeto activo de la operación (o adquirente) es una empresa regulada o asimilada de los anteriores sectores energéticos, siempre que la operación tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad que comunica la operación; como las operaciones pasivas, que tienen por objeto a empresas energéticas reguladas o asimiladas, o activos regulados o asimilados, siempre que dicha operación conceda una "influencia significativa" en la gestión de la sociedad.

Dentro de la regulación del sector son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la CNE la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector. Dicha función resulta ahora atribuida a la nueva CNMC.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda. Por su parte se entiende por operador principal, a aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador

dominante supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico.

Por lo que respecta a los operadores principales, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran tal condición o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas.

Ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. La suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no puede exceder del 45%.

La Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, la Ley 11/2013 introduce determinadas modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, en tales contratos se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de su prórroga automática por otro año únicamente

sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres años. Igualmente prohíbe cláusulas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

Finalmente la Ley 11/2013 limita el incremento de las instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales medidas en puntos de venta, superiores al 30%, durante un plazo de cinco años, o cuando la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector lo aconsejen, el Gobierno podrá revisar el porcentaje señalado o acordar el levantamiento de la prohibición impuesta.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado, si bien, a su vez, el RDL 8/2014 de 4 de julio, y con posterioridad la Ley 18/2014 de 15 de octubre, ha liberalizado los envases cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

Adicionalmente, se consolida el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares e insulares. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determinará por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno podrá revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla.

En el caso de que el operador al por mayor de GLP con obligación de suministro no disponga de envases cuya tara sea superior a 9 kilogramos, la obligación de suministro domiciliario a los precios máximos de venta regulados se extenderá a envases cuya tara sea inferior a 9 kilogramos, en el correspondiente ámbito territorial.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55, incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo (“tarifa de último recurso”) que será fijado por el Minetur. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. La construcción, explotación,

modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. La Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, -al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas- y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiéndose por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por la que se adecua la normativa nacional a la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009. Así, se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por sus disposiciones de desarrollo. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013.

Aunque la citada Ley contiene importantes novedades, sin embargo, el sistema eléctrico que regula es similar al anterior, ya que la producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y

económica del sistema se configuran como actividades reguladas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes. El transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema, siguen configurándose como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley 24/2013 elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. Todas las unidades de producción eléctrica se regulan de forma conjunta, con ciertas particularidades relativas a las plantas renovables.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación de una bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores. Sin embargo, estas medidas que trataban de reducir e incluso eliminar el denominado déficit de tarifa fracasaron, generándose a lo largo de estos años más déficit de tarifa. La Ley del Sector Eléctrico busca corregir esta situación y aportar la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita, con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico como línea vertebral.

En España el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

A lo largo de los últimos años se han promulgado por parte del Gobierno diversas normas con el objetivo de modificar y recortar la retribución primada de las instalaciones de producción eléctrica.

Así, ya el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, suprimió los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial.

Por otro lado, y como se anunciaba en la propia Ley 24/2013, el Consejo de Ministros aprobó el pasado 6 de junio de 2014 (BOE 10 de junio) el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Constituye su objeto la regulación del régimen jurídico y económico de la referida actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Dicho régimen afecta a las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. El mismo se basa en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, compensándoles de los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, éstas no puedan recuperar en el mercado y asimismo permitiéndoles obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Para finalizar la reforma eléctrica el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, publicada en el BOE con fecha 20 de junio de 2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Bolivia

En fecha 7 de febrero de 2009 se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma, pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, en su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a YPFB. Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Posteriormente, mediante Ley N°. 466 de fecha 26 de diciembre de 2013 se establece que, a partir de dicha Ley, YPFB Andina adopta la tipología de Sociedad Anónima Mixta (SAM), para lo cual, en fecha 4 de agosto de 2014, YPFB adquirió de Repsol Bolivia S.A. 79.557 acciones. Actualmente YPFB cuenta con el 51% del capital social de YPFB Andina, dando cumplimiento a la Ley No. 466 y al parágrafo II del art. 363 de la Constitución Política del Estado.

A la fecha la nueva participación de Repsol Bolivia S.A. en YPFB Andina es de 48,33%.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Respecto a los Contratos de Operación, durante los años 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución Ministerial N°. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, en fecha 28 de noviembre de 2014 se suscribió con YPFB la Segunda Adenda al Acuerdo de Entrega de Gas Natural correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, en virtud de la cual se incorporaron volúmenes adicionales de gas natural a ser entregados desde los campos Margarita y Huacaya a los mercados de exportación de Brasil y Argentina, lo que permitirá implementar la Fase III del Área Caipipendi con el correspondiente incremento de la producción.

Conforme a la normativa vigente en Bolivia la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno y (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno y (2) Mercado de Exportación.

Brasil

Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno Federal ostenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refino, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley N° 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de *Upstream* y *Downstream*;
- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y, para la fase de producción, veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP).

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarias en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimiento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimiento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

En 2010 se introdujo el régimen de reparto de producción de acuerdo con la Ley N° 12.351/10 para las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico a ser definidas por el poder ejecutivo. Además, la referida Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen (“reparto de producción”) podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, que fue creada por la Ley N° 12.304 en 2010, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);
- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal;
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley N° 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los Estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren

o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al cobro de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, suscribió un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigor el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió un contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

Estados Unidos

Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción *offshore* en Estados Unidos son el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) y el *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) (anteriormente conocido como el *Minerals Management Service*, por sus siglas “MMS”) del *U.S. Department of the Interior*.

- i. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.
- ii. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medioambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y aplicar las regulaciones de seguridad y medioambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los Estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos Estados. En Alaska, las actividades de exploración y producción se controlan por el Alaska Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas. El BOEM es responsable de la revisión completa del impacto medioambiental del proyecto propuesto (ya sea de exploración o de desarrollo) según el National Environmental Policy Act (NEPA).

Gas Natural Licuado

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con el Natural Gas Act, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tiene competencias exclusivas para autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL.

La importación y exportación de GNL en los Estados Unidos dependen de la aprobación del gobierno federal por el “Department of Energy. (DOE)” La “Office of Fossil Energy” es la dependencia del DOE que otorga estas aprobaciones. Las aprobaciones son necesarias para cualquiera que quiera comercializar, intercambiar o usar gas natural extranjero

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciario (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.

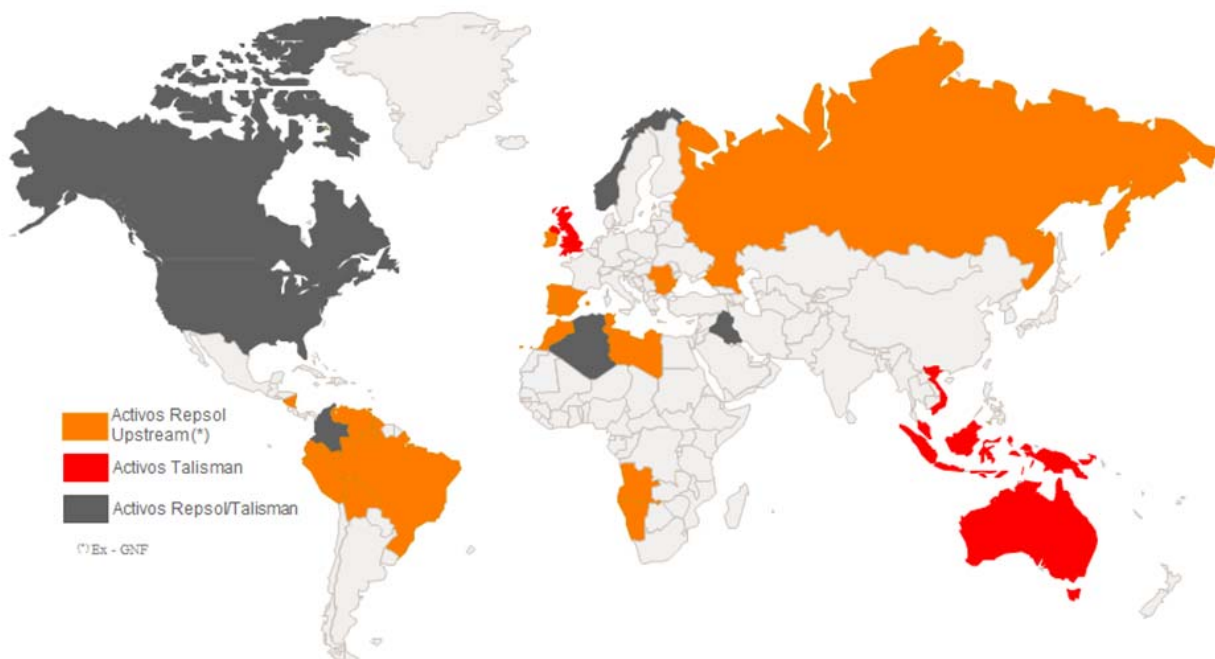
⁽²⁾ Magnitudes e indicadores estimados (no auditados) correspondientes al ejercicio 2014, extraídos de la comunicación (Form 6-K) registrada por Talisman el 10 de Febrero de 2015 ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.

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 refinación (kbbbl/d)	998	998
Retribución al accionista (€/acción)	1,96	0,96	Índice de conversión en España (%)	63	63
			Indicador de margen de refinación 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

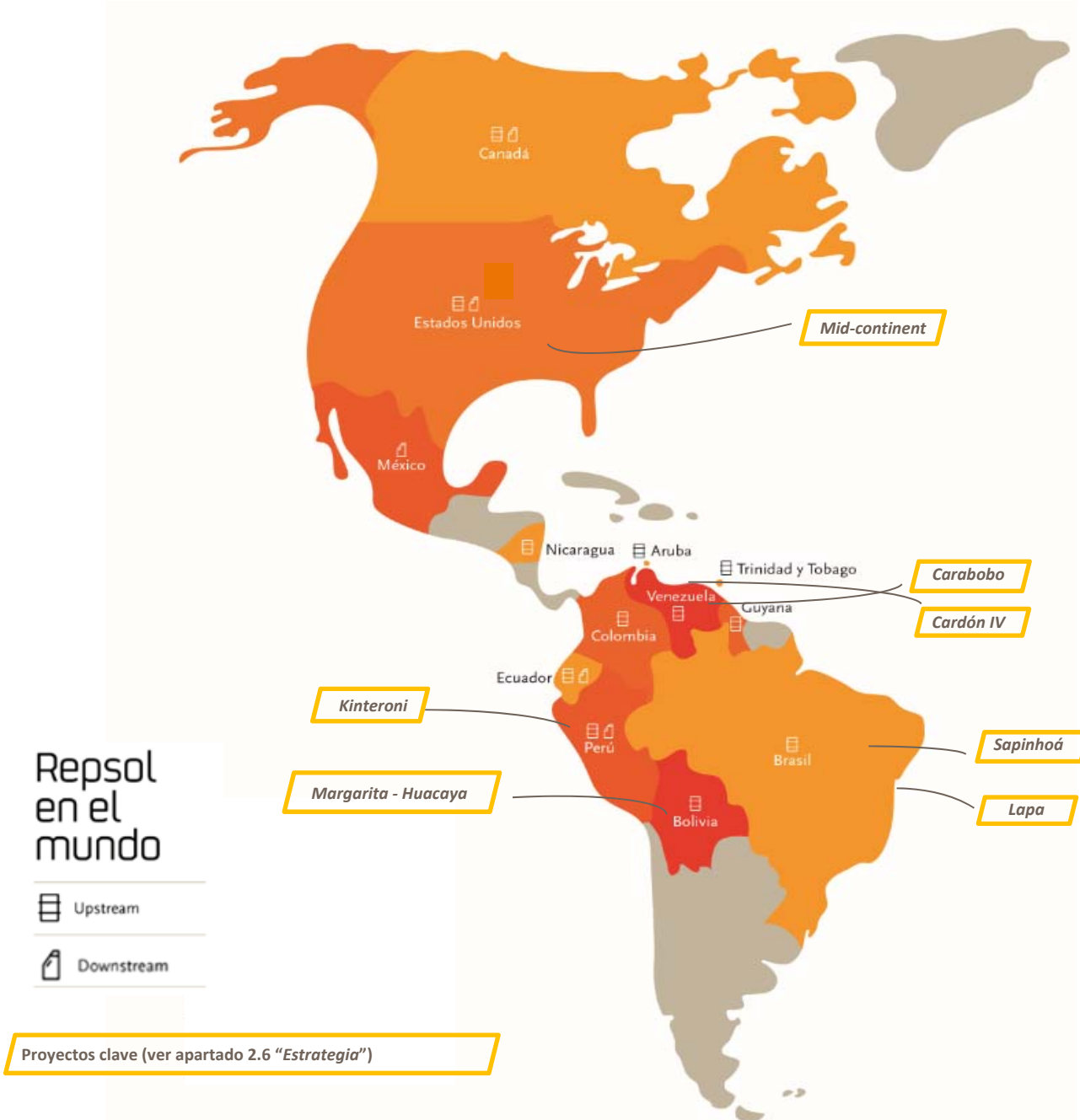
GNL comercializado en Norteamérica:

274 TBtu

Derechos sobre potencia instalada:

960 Mw

2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS



UPSTREAM

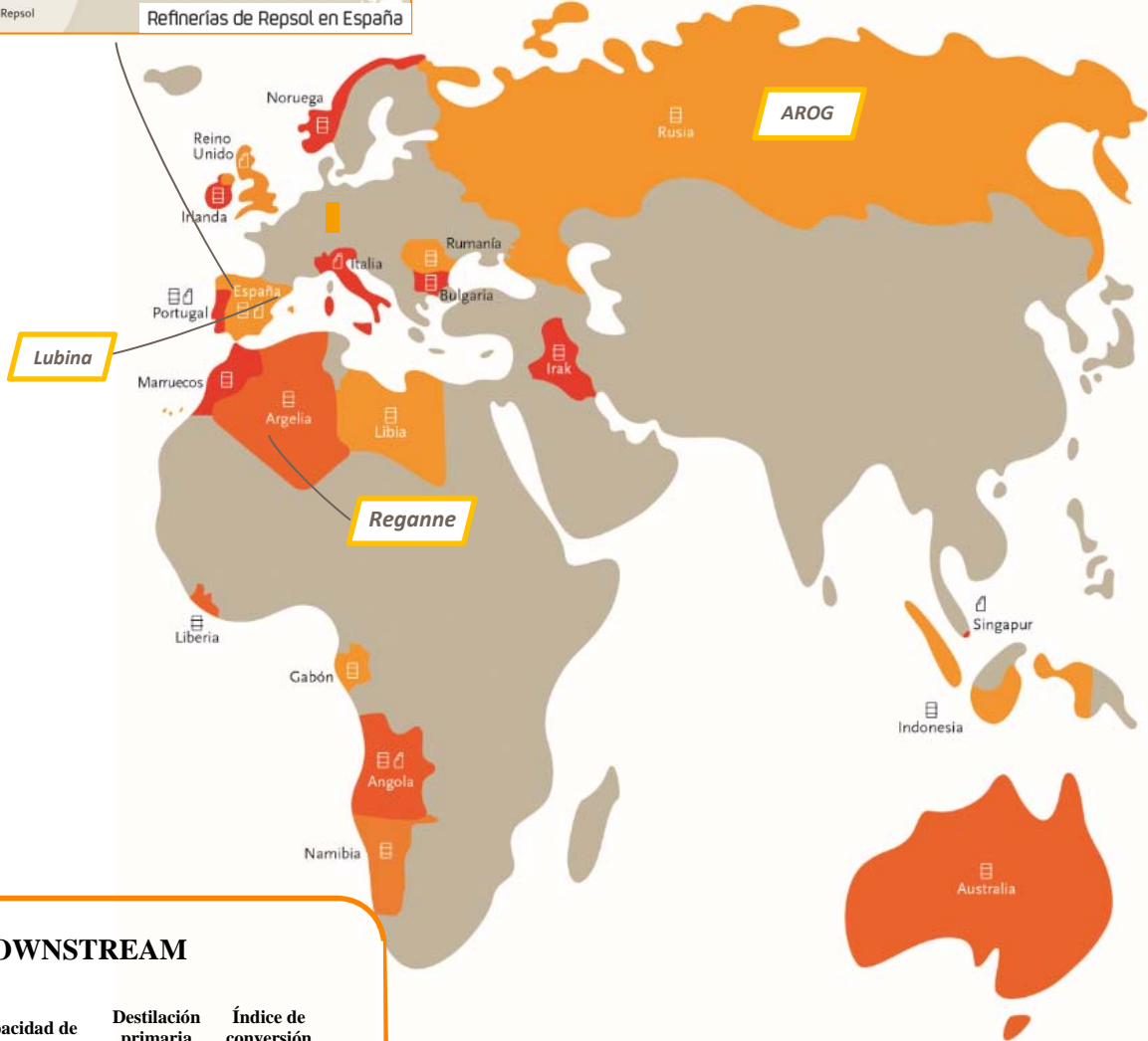
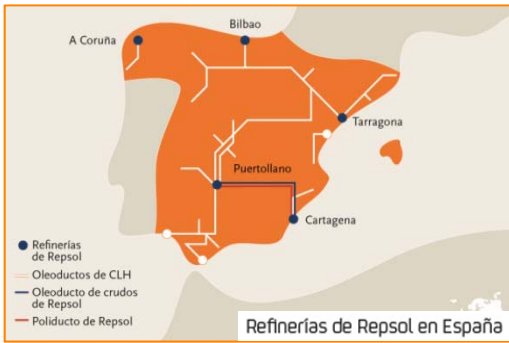
Participamos en 695 bloques⁽¹⁾ de Exploración y Producción de petróleo y gas en 29 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

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

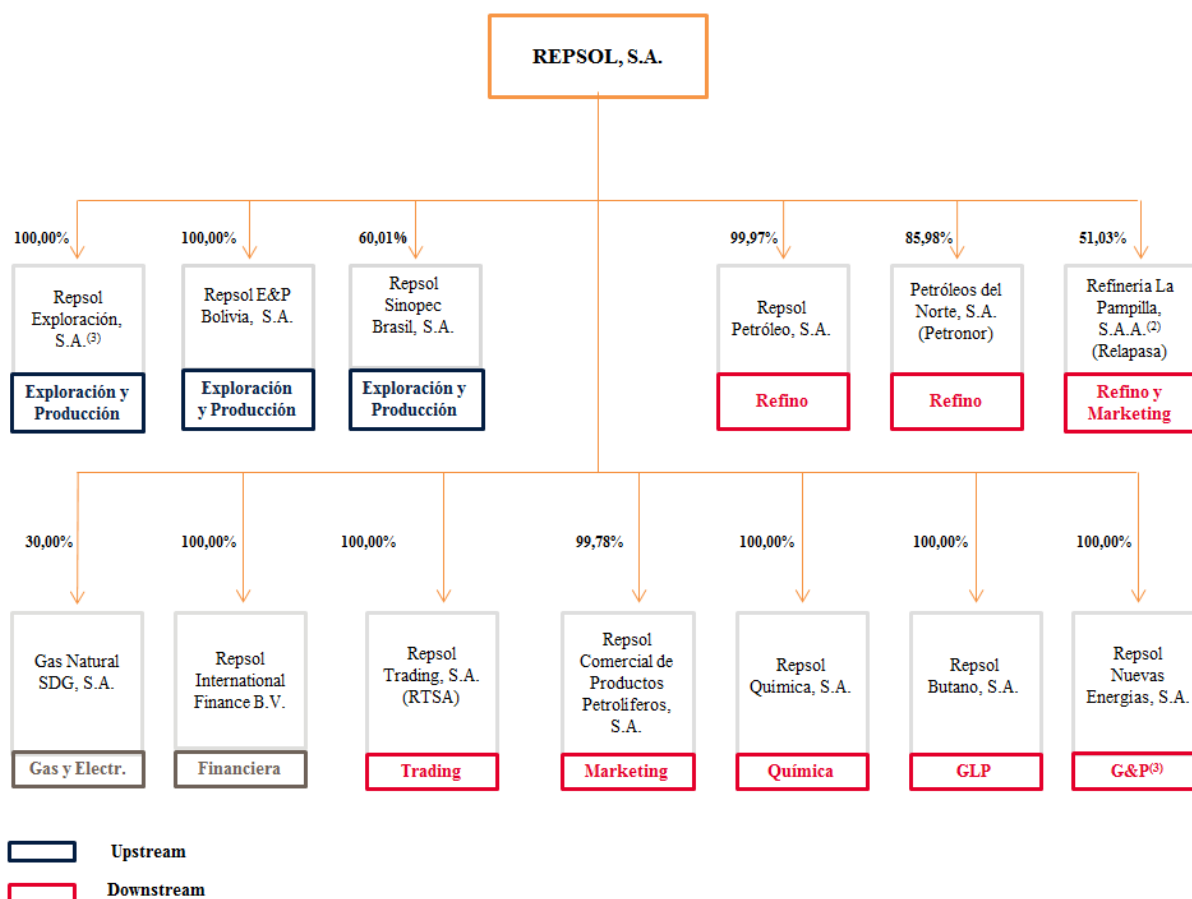


Volumen de ventas GLP (Miles de toneladas)	2014	2013
España	1.343	1.281
Resto Europa	131	131
Perú	634	665
Ecuador	398	386

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.

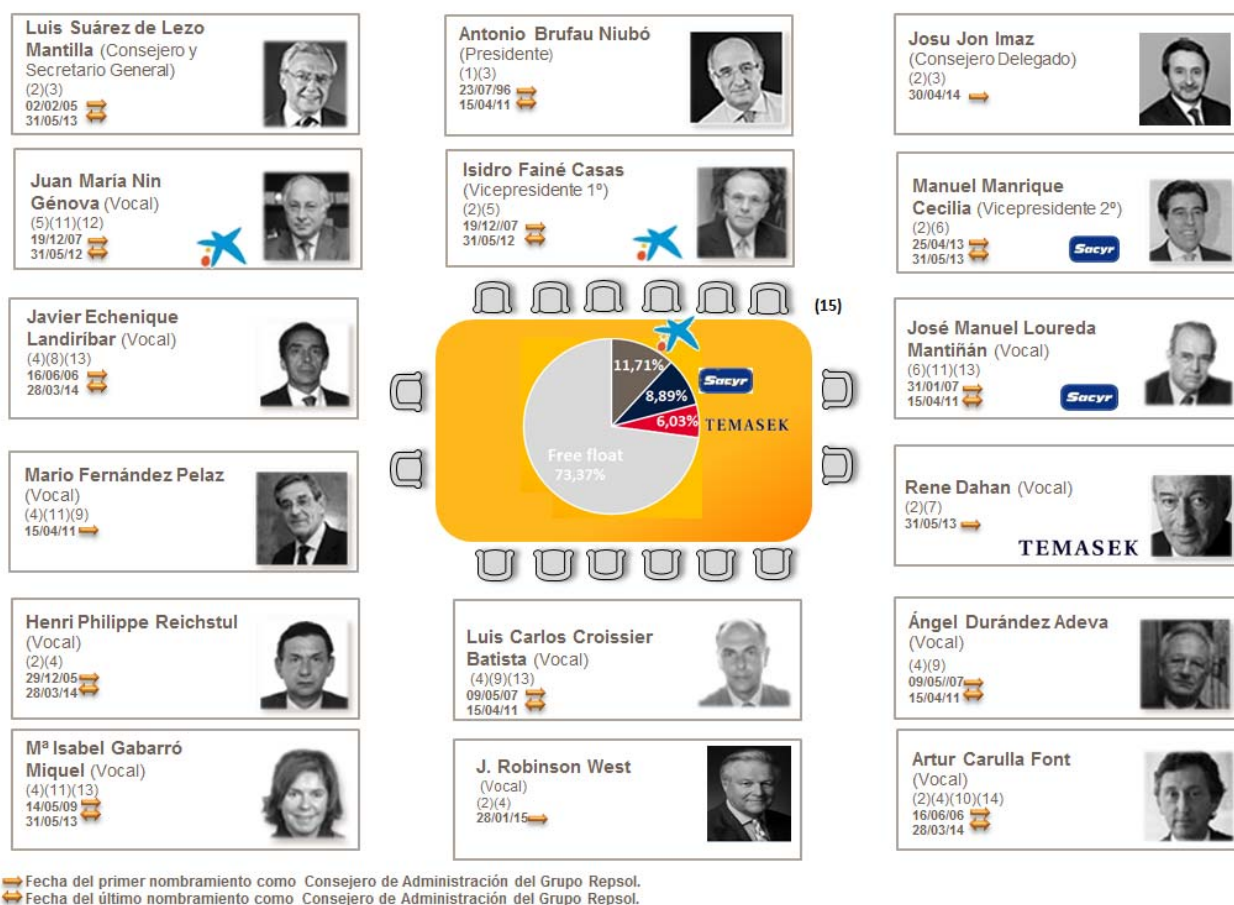
Por su parte, corresponde al Comité de Dirección y al equipo directivo la gestión ordinaria de los negocios de la Compañía mediante la implementación y seguimiento de la estrategia general y directrices básicas fijadas por el Consejo de Administración.



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

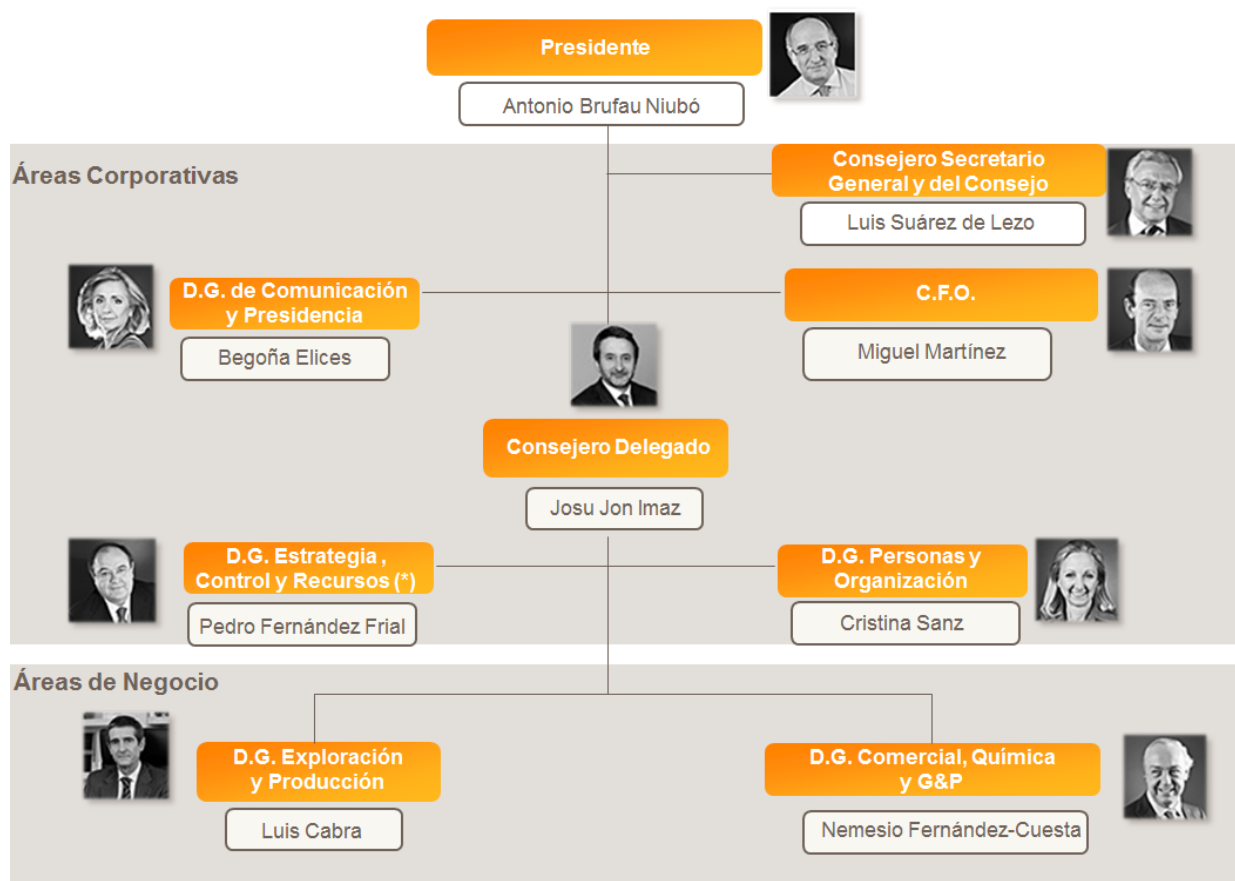
Delegado del Grupo (CEO) de Josu Jon Imaz San Miguel, hasta ese momento Director General del Área Industrial y Trading.

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

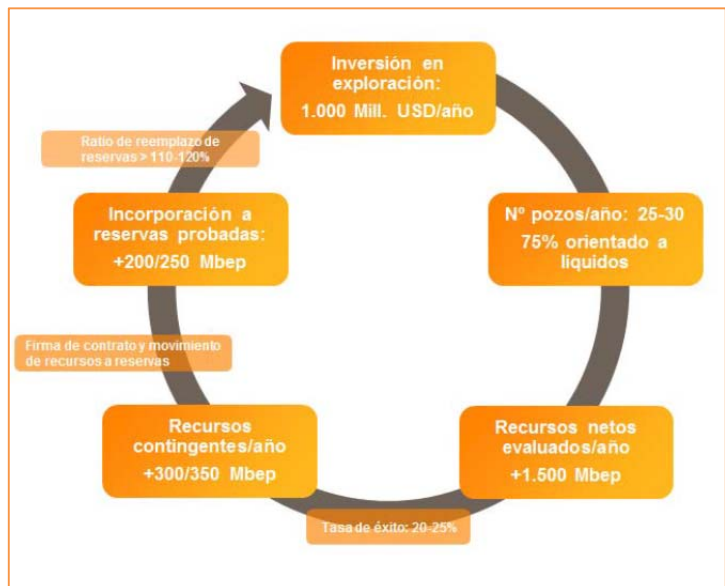
Las actividades de *Upstream* constituyen el motor de crecimiento de Repsol. Mediante una gran inversión y la atracción de talento y tecnología, Repsol ha logrado obtener un gran éxito exploratorio con una tasa de reemplazo de reservas probadas netas en promedio en torno al 200% en los tres últimos ejercicios.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

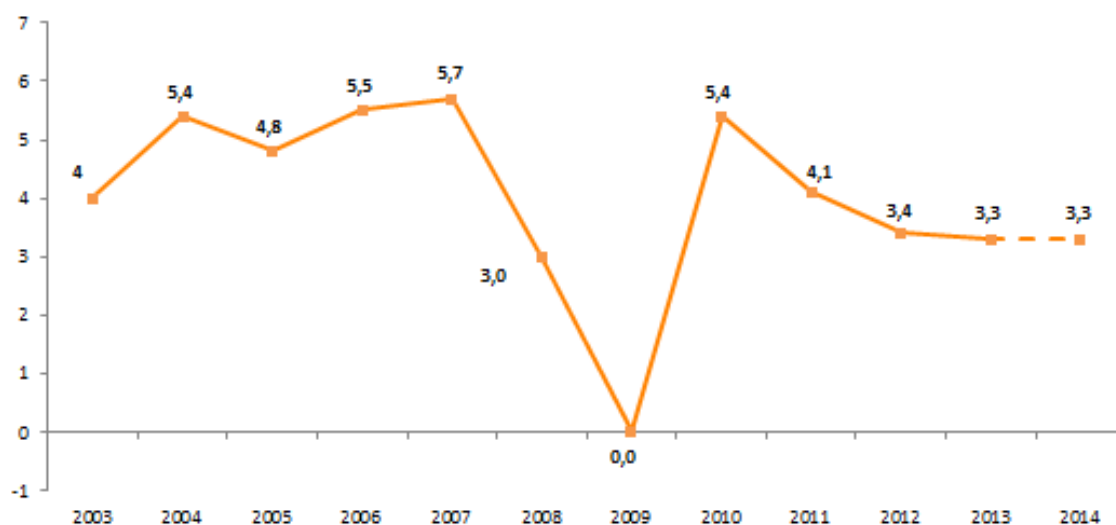
Una vez culminada la operación, Repsol presentará un nuevo plan estratégico.

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.

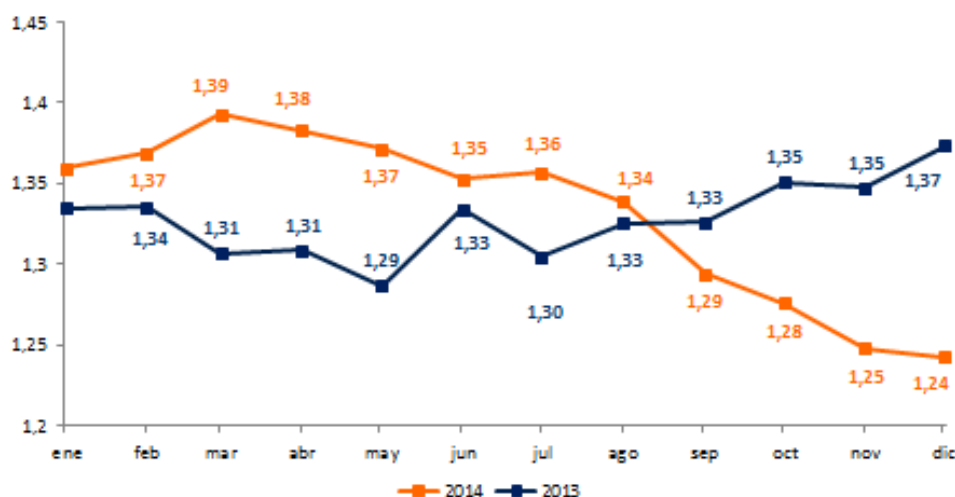
La economía española ha consolidado durante 2014 la senda de crecimiento positivo adquirida en el último tramo de 2013, impulsada por la mejora de las condiciones de financiación, un aumento sostenido de la confianza de los agentes y la favorable evolución del mercado laboral. El retorno del crecimiento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

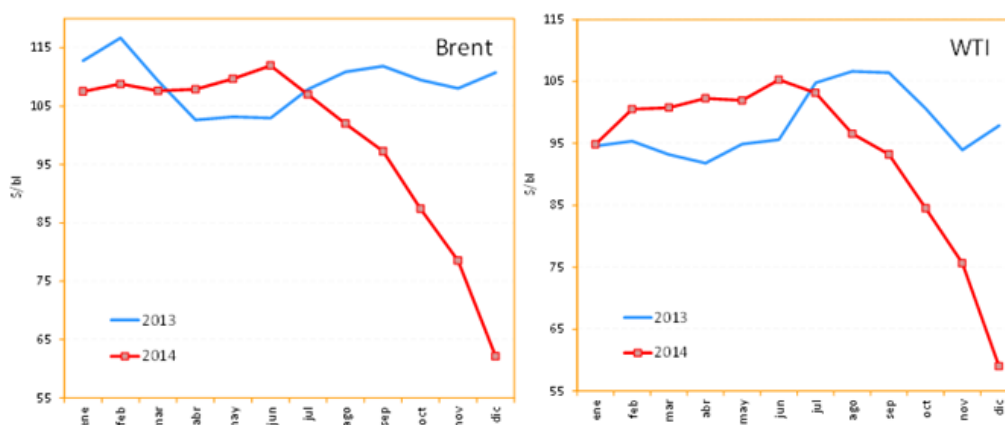
Entre enero y diciembre el precio medio del crudo Brent, de referencia europea, se situó en los 98,99 dólares por barril (\$/bbl). A lo largo del año, la evolución del precio ha mostrado dos tendencias distintas: el primer semestre estuvo marcado por una ligera tendencia al alza, alcanzando un máximo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

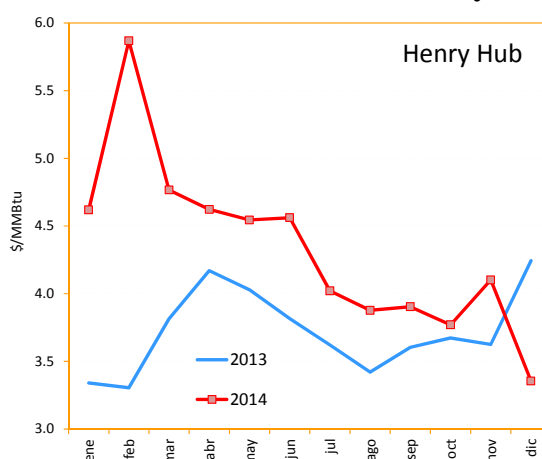
Por el lado de la geopolítica, a pesar de que el panorama geopolítico mundial en los últimos meses está muy marcado por conflictos en países productores clave, la situación es percibida por los actores del sector del petróleo como de relativa calma. Y es que la mayor parte de los analistas han anunciado 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.

Evolución de la cotización Henry Hub



Fuente: Bloomberg y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol .

Otro factor relevante durante el año 2014 fue la aprobación de la construcción de cuatro proyectos de exportación de GNL (Sabine Pass, Cameron, Cove Point y Freeport) con una capacidad conjunta de exportación de más de 35 millones de toneladas anuales. La exportación de GNL desde Estados Unidos está prevista que comience en el primer trimestre de 2016.

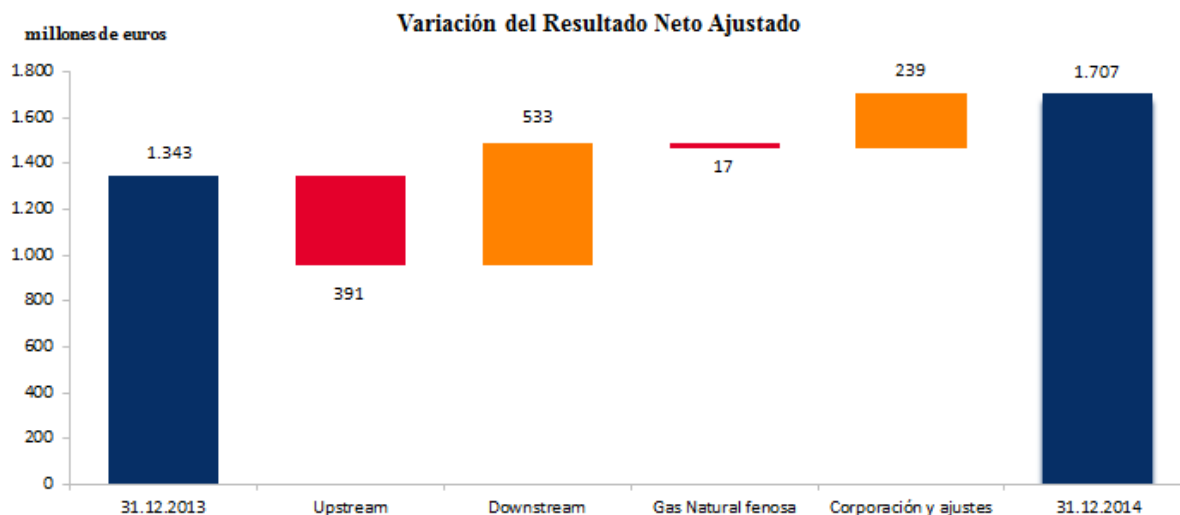
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

RESULTADOS ⁽¹⁾

Millones de euros	2014	2013	Variación
Upstream	589	980	(40%)
Downstream	1.012	479	111%
Gas Natural Fenosa	441	458	(4%)
Corporación y ajustes	(335)	(574)	(42%)
Resultado neto ajustado	1.707	1.343	27%
Efecto patrimonial	(606)	(187)	(224%)
Resultado no recurrente	(86)	(277)	69%
Resultado de operaciones interrumpidas	597	(684)	-
Resultado neto	1.612	195	727%

Desde un punto de vista macroeconómico, los principales factores que han influido en la evolución de los resultados en el ejercicio 2014 han sido el descenso de los precios del crudo y la apreciación del dólar frente al euro, unos tipos de interés bajos y la todavía débil recuperación de la economía.

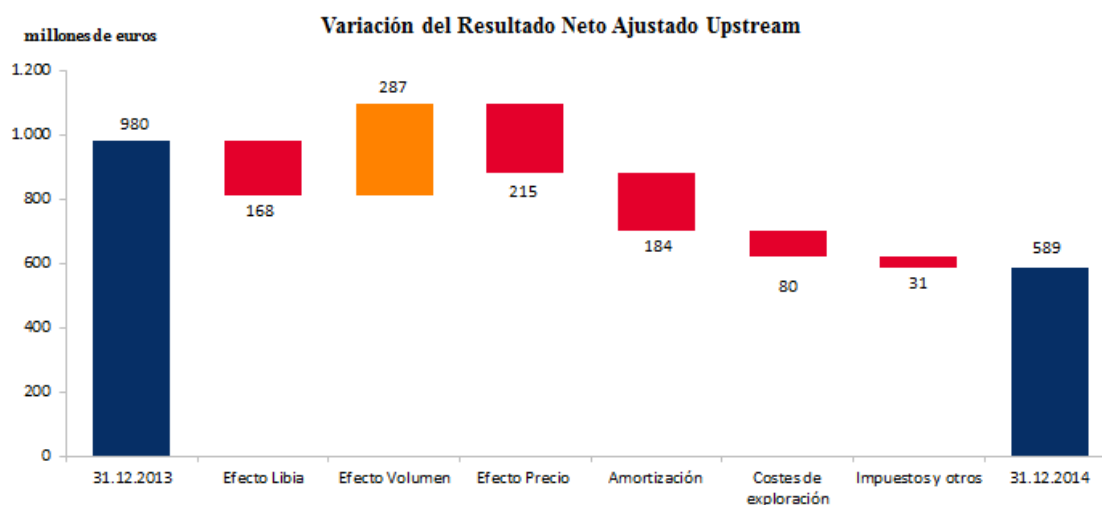
El Resultado Neto Ajustado del ejercicio 2014 ha ascendido a 1.707 millones de euros, un 27% superior al del mismo periodo de 2013. Este aumento se explica por la notable mejora de los resultados de los negocios del segmento *Downstream*, influidos por el mejor entorno internacional, así como del resultado financiero, como consecuencia de la reducción de la deuda neta y el impacto de la apreciación del dólar, que compensaron los peores resultados del *Upstream* derivados de la caída de los precios del crudo y de las interrupciones de la producción en Libia. El EBITDA ha ascendido a 3.800 millones de euros frente a 3.968 en el ejercicio anterior, lo que supone un descenso del 4%.



⁽¹⁾ Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "Información por segmentos" de las Cuentas Anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2014. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto las contenidas en el Informe de Gestión 2013. En los ANEXOS I y II de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

Upstream

El resultado neto ajustado en *Upstream* en el ejercicio 2014 ha ascendido a 589 millones de euros frente a los 980 millones de euros del mismo período de 2013 (reducción del 40% respecto del ejercicio 2013).

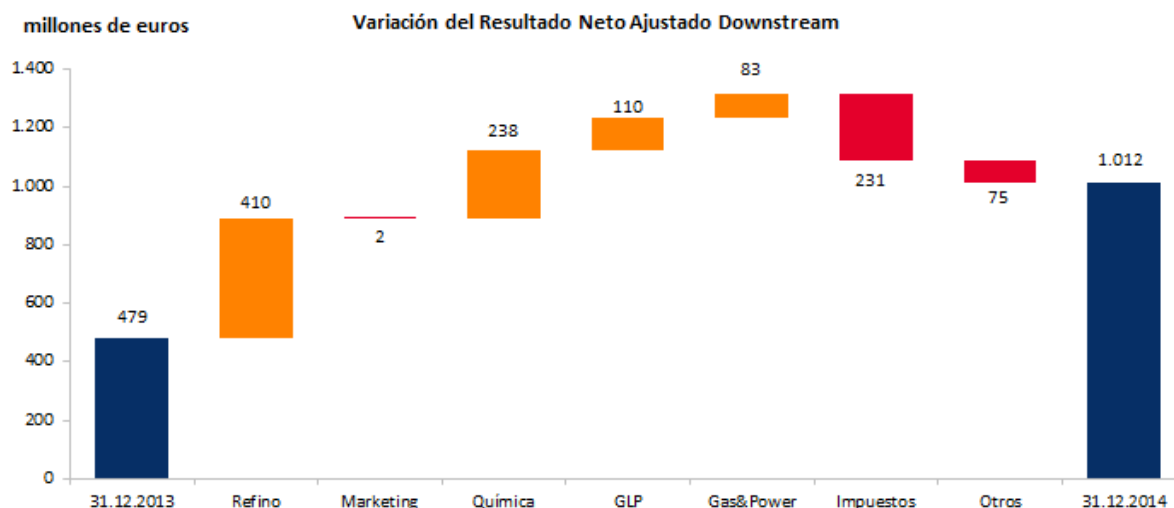


Los principales factores que explican este resultado son:

- El efecto negativo ocasionado por la menor producción en Libia como consecuencia de los conflictos y problemas de seguridad.
- El aumento de la producción en 24,2 Kbp/d, hasta alcanzar 341 Kbp/d (355 Kbp/d considerando Libia, un 2,5% superior a la producción de 2013) principalmente por la mayor producción en Brasil (nuevos pozos en Sapinhoá), la entrada en producción de la Fase II de Margarita en Bolivia (octubre 2013), la puesta en marcha de Kinteroni en Perú, el “*ramp-up*” del proyecto *Mid-continent* en Estados Unidos y la entrada en producción de SK en Rusia.
- La disminución de los precios de realización del crudo y gas, netos del efecto de regalías.
- Las mayores amortizaciones como consecuencia la puesta en producción de los proyectos clave del plan estratégico.
- Los costes de exploración han aumentado en el ejercicio 2014 debido a una mayor amortización de bonos exploratorios y sondeos secos.

Downstream

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el ejercicio de 2014 ha sido de 1.012 millones de euros, lo que supone un aumento del 111% con respecto al mismo periodo de 2013.



Este incremento obedece, principalmente, a (i) la mejora en los márgenes de Refino por la apertura del diferencial de precios de crudos pesados versus ligeros y el fortalecimiento de los diferenciales de las naftas, gasolinás y otros productos no indexados al precio del crudo, todo ello unido a una mayor destilación, (ii) la mejora del resultado en el negocio de Química debido a las medidas de eficiencia y competitividad implementadas en el año junto con un entorno internacional más favorable y un incremento en el volumen de ventas, (iii) el incremento del resultado de los negocios de gas en Norteamérica debido tanto a los mayores volúmenes comercializados como al incremento de los márgenes, y (iv) el impacto positivo de las sentencias que reconocen el derecho de Repsol a ser indemnizado por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios de GLP envasado. El resultado de Marketing se mantiene en línea con el año anterior.

Gas Natural Fenosa

El resultado neto ajustado en el ejercicio 2014 ha sido de 441 millones de euros, frente a los 458 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico y de distribución de gas en España afectados por la nueva regulación (RD-Ley 9/2013 y RD-Ley 8/2014, respectivamente) y el impacto de la depreciación de las monedas locales frente al euro en los negocios de Latinoamérica explican esta disminución. Otros resultados a destacar son el impacto positivo de la reducción del tipo de gravamen del impuesto de sociedades por la Ley 27/2014 (98 millones de euros), la plusvalía por la venta del negocio de telecomunicaciones (56 millones de euros) y el deterioro de los activos de Unión Fenosa Gas y Nueva Generadora del Sur (-153 millones de euros).

Corporación y ajustes

En el ejercicio 2014 se registró un resultado neto negativo de 335 millones de euros, lo que supone una mejora del 42% frente a los 574 millones de euros negativos del mismo periodo de 2013. Esta variación se explica principalmente por la mejora en los resultados asociados al trading de derechos de CO₂ y por la evolución positiva del resultado financiero, debido a la reducción de la deuda y de su coste medio y al efecto positivo de la apreciación del dólar frente al euro, compensado parcialmente por los efectos de la cancelación anticipada de las obligaciones emitidas en el ejercicio 2013 por Repsol, S.A.

Resultado Neto

El resultado neto del ejercicio de 2014 ha sido de 1.612 millones de euros, frente a los 195 del ejercicio anterior. La diferencia entre el resultado neto ajustado y el resultado neto obedece principalmente a los siguientes motivos:

- Efecto patrimonial: este efecto - asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS) - ha sido negativo como consecuencia de la caída de los precios durante 2014 (606 millones de euros después de impuestos).
- Resultados no recurrentes: 86 millones de euros de pérdidas después de impuestos que se corresponden con:
 - (i) La plusvalía obtenida por la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (287 millones de euros) y de la participación en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (57 millones de euros);
 - (ii) El saneamiento de determinados activos y la dotación de provisiones (503 millones de euros), principalmente en el negocio del *Upstream* por el impacto negativo de la evolución de los precios del crudo (ver las Notas 8 y 15 de las Cuentas Anuales Consolidadas 2014); y
 - (iii) El efecto neto positivo de otros resultados no recurrentes (73 millones de euros).
- Resultados de operaciones interrumpidas: 597 millones de euros, que incluyen el resultado por la venta de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (319 millones de euros) y los resultados asociados con la expropiación de YPF, S.A.

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2014 y 2013:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2014	31/12/2013
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽¹⁾ (%)	4,4	5,5
Beneficio por acción (€/acción)	1,17	0,14

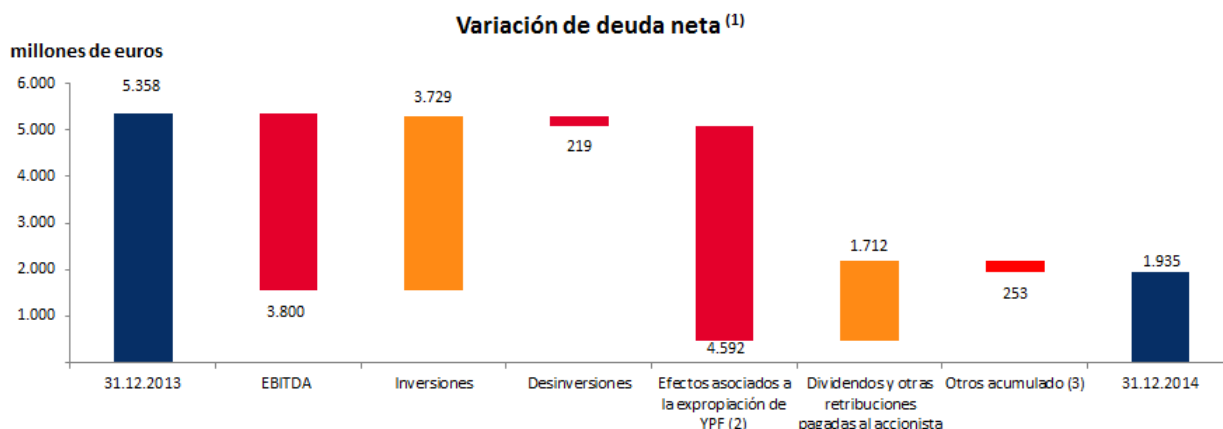
⁽¹⁾ ROACE: (resultado operativo MIFO recurrente después de impuestos + resultado participadas recurrente) / (capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas).

SITUACIÓN FINANCIERA ⁽¹⁾

Durante 2014 Repsol ha continuado con su política de prudencia financiera, lo que ha permitido mejorar sustancialmente la solidez financiera de Repsol. Tras la monetización de los bonos de la República Argentina, las agencias de rating mejoraron la calificación crediticia de Repsol y posteriormente, con el anuncio del acuerdo de compra de Talisman a finales de año, si bien mantuvieron el rating de crédito, revisaron sus perspectivas.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2014 asciende a 1.935 millones de euros frente a los 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2014:



⁽¹⁾ Véase el ANEXO II dónde se describe la composición de la deuda neta, y su reconciliación con la deuda neta con los estados financieros NIIF.

⁽²⁾ Incluye principalmente la venta de bonos de la República Argentina recibidos para pago de la compensación por la expropiación de YPF y la venta de las acciones no expropiadas de YPF S.A. (Ver apartado 1.2 Fin de la controversia por la Expropiación de YPF en este documento).

⁽³⁾ Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial. Igualmente se incluye los movimientos por operaciones interrumpidas.

Principales operaciones de financiación, vencimiento y cancelaciones

El Grupo mantiene un programa de bonos a medio plazo (European Medium Term Notes “EMTN”) registrado en la Bolsa de Luxemburgo, que le permite acceder con mayor rapidez y flexibilidad a los mercados de capitales y aprovechar oportunidades de inversión privada en condiciones atractivas de plazo y coste. Dicho programa permite emitir hasta un principal total de 10.000 millones de euros. Las principales operaciones de financiación del Grupo realizadas durante 2014, ha sido:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones €)	TIPO	FECHA	VENCIMIENTO
Bonos	Repsol International Finance, B.V.	Euro	500	2,250%	Diciembre	12 años

Adicionalmente, el Grupo mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado por importe máximo de 2.000 millones de euros.

⁽¹⁾ Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 “Información por segmentos” de las Cuentas Anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2014. Las magnitudes correspondientes a 31 de diciembre de 2013 han sido modificadas a efectos comparativos respecto las contenidas en el Informe de Gestión 2013. En los ANEXOS I y II de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

Al amparo de este programa, se han realizado las siguientes emisiones en 2014:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL (millones)	TIPO MEDIO %	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.239	0,331%	1.239
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	1.046	0,376%	790
ECP	Repsol International Finance B.V.	Libras esterlinas	5	0,668%	6
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	28	0,068%	23

El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2014 es de 289 millones de euros, 256 millones de dólares y 5 millones de francos suizos.

En los meses de marzo y octubre han vencido dos bonos emitidos por Repsol International Finance, B.V. el 27 de marzo de 2009 y 8 de octubre de 2004 por importe de 1.000 millones de euros cada uno. Dichos bonos, con un cupón del 6,50% y 4,625%, han supuesto en el periodo una disminución del pasivo financiero corriente y una salida de caja de 2.000 millones de euros.

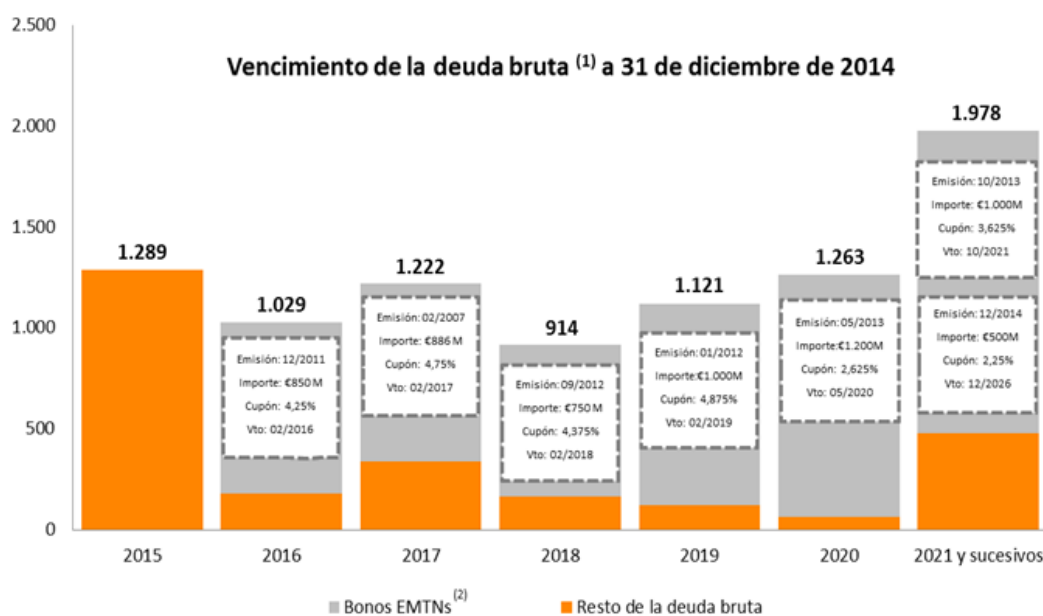
El 1 de julio de 2014 Repsol, S.A. ha cancelado anticipadamente la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013 por importe de 1.458 millones de euros en concepto de principal (a razón de 500 euros por obligación) y 13 millones de euros en concepto de cupón ordinario bruto (a razón de 4,375 euros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

En diciembre de 2014 Repsol International Capital Ltd ha amortizado anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes Serie B y Serie C por importe de 84 millones de euros, que no se adherieron a la oferta de recompra en 2013.

Para más información de las principales emisiones, vencimientos y cancelaciones de los años 2014 y 2013, véase la Nota 16 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

Vencimientos de la deuda bruta

El perfil de vencimiento de la deuda existente al cierre del ejercicio es el siguiente:



⁽¹⁾ Incluye derivados de tipos de cambio e intereses

⁽²⁾ Emisiones al amparo del programa de bonos a medio plazo “Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme” (EMTNs).

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los seis próximos años y cubren el 95% de su deuda bruta (112% si incluimos 1.504 M€ en depósitos con disponibilidad inmediata, recogidos como inversiones financieras atendiendo a su plazo de vencimiento). El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 3.312 y 3.123 millones de euros a 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	2014	2013
Deuda financiera neta (millones de euros)	1.935	5.358
Deuda financiera neta / capital empleado total ⁽¹⁾ (%)	6,4%	16,3%
EBITDA / Deuda financiera neta (x veces)	2,0	0,7

⁽¹⁾ En 2013 incluía el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas que a 31 de diciembre de 2014 ha sido dado de baja como consecuencia de la monetización de la compensación por la expropiación del 51% de YPF (ver apartado 1.2).

Para más información, véase la Nota 17 “Gestión de *riesgos financieros y del capital*” de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

Calificación crediticia

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

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
LARGO	BBB-	Baa2	BBB
CORTO	A-3	P-2	F-3
PERSPECTIVA	ESTABLE	NEGATIVA	ESTABLE
FECHA DE LA ÚLTIMA MODIFICACIÓN	18/12/2014	19/12/2014	22/12/2014

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante 2014 no se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias relevantes. Para más información sobre acciones y participaciones en patrimonio propias, véase la Nota 14 “*Patrimonio Neto*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2014.

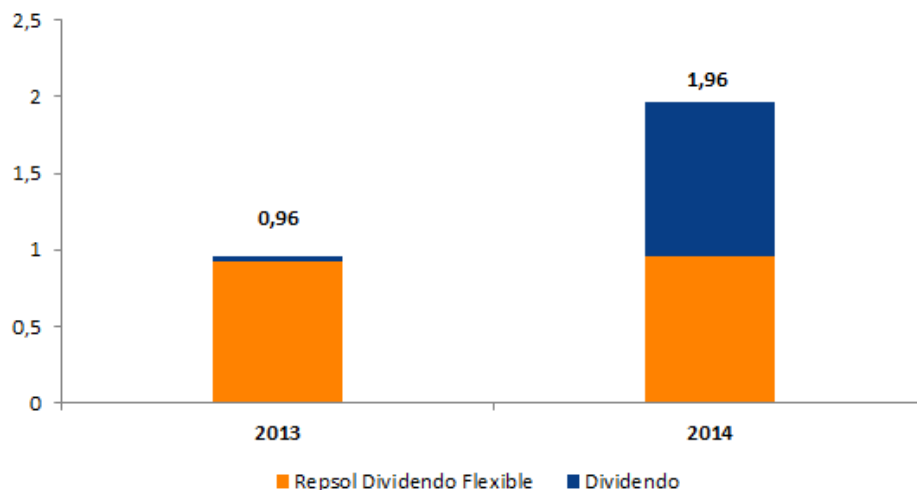
RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene el compromiso de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien el mismo no se encuentra formalizado en una política de reparto de dividendos. En todo caso, la retribución a los accionistas que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En el año 2012 Repsol puso en marcha, por primera vez, el programa de retribución al accionista denominado “Repsol Dividendo Flexible”. Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Este programa permite a los accionistas elegir entre recibir parte o la totalidad de su retribución en acciones liberadas de la sociedad o en efectivo mediante la venta de los

derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Compañía.

La retribución percibida por los accionistas en los ejercicios 2014 y 2013, derivada de los dividendos y del programa “Repsol Dividendo Flexible”, es la siguiente:



La retribución de 0,96 €acción en el ejercicio 2013 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2013 (0,473 y 0,445 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y el dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción pagado en junio de 2013. En consecuencia, Repsol abonó durante 2013 un importe total de 467 millones de euros a los accionistas y entregó 46.293.180 acciones nuevas, por un importe equivalente de 833 millones de euros.

La retribución de 1,96 €acción en el ejercicio 2014 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2014 (0,477 y 0,485 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y un dividendo extraordinario a cuenta de los resultados del ejercicio 2014 de 1 euro bruto por acción. En consecuencia, Repsol ha pagado durante 2014 un importe total de 1.712 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 47.800.482 acciones nuevas, por un importe equivalente de 876 millones de euros.

Asimismo, en enero de 2015, en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 245 millones de euros (0,472 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 24.421.828 acciones, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

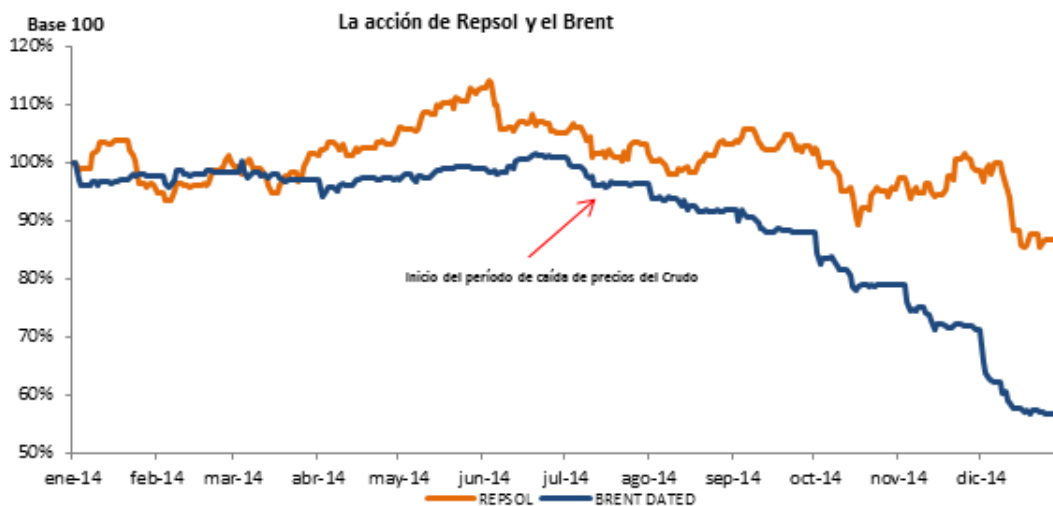
A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa “Repsol Dividendo Flexible”, mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario.

Para información adicional sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “Repsol Dividendo Flexible”, véase los apartados “4. *Retribución al accionista*” y “1. *Capital social*” de la Nota 14 “*Patrimonio Neto*” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondiente al ejercicio 2014.

NUESTRA ACCIÓN

Durante el ejercicio 2014 el comportamiento de los principales mercados europeos ha estado marcado por la volatilidad causada por la incertidumbre macroeconómica y la evolución de los precios del crudo. El índice Ibex 35 ha cerrado con un revalorización del 3,7%, tras perder un 6,6% en la segunda mitad del año.

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



Nota: Fuente Bloomberg. Precio de Crudo Brent "spot".

La exitosa monetización de los bonos recibidos en compensación por YPF impulsó la cotización de Repsol durante el primer semestre del año, y la compañía anunció el pago de un dividendo extraordinario de un euro por acción. Durante el segundo semestre, la caída de los precios del crudo en la última parte del año se tradujo en una caída de las cotizaciones del sector.

Repsol cerró el año con una caída del 15,1% mientras que sus comparables del sector petrolero europeo se devaluaron de media más de un 16%. La resistencia a entornos de precios más desfavorables que otorga la integración entre el *Downstream* y el *Upstream* de Repsol ha permitido a la compañía este mejor comportamiento en un entorno de caída de precios. Además, la compañía se situó entre las mejores del sector en rentabilidad total para el accionista, con la mayor rentabilidad por dividendo de entre todos sus comparables.



Nota: Fuente Bloomberg. Media del sector formada por BP, ENI, Total, Shell, OMV, Galp y Statoil.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2014 y 2013 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2014	2013
Retribución al accionista (€/acción) ⁽¹⁾	1,96	0,96
Cotización al cierre del ejercicio ⁽²⁾ (euros)	15,55	18,32
Cotización media del ejercicio (euros)	18,40	17,54
Precio máximo del periodo (euros)	20,91	19,78
Precio mínimo del periodo (euros)	15,55	15,15
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.350	1.302
Capitalización bursátil al cierre del período (millones de euros) ⁽³⁾	20.990	23.861
PER ⁽⁴⁾	13,2	122,1
Rentabilidad por dividendo pagado ⁽⁵⁾ (%)	10,7	6,3
Valor en libros por acción ⁽⁶⁾ (euros)	20,69	20,89

⁽¹⁾ La Retribución al Accionista incluye, para cada ejercicio, los dividendos pagados y el precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible".

⁽²⁾ Precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

⁽³⁾ Precio de cotización de la acción al cierre x Número de acciones en circulación.

⁽⁴⁾ Precio de cotización de la acción al cierre / Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

⁽⁵⁾ Retribución por acción de cada ejercicio / Cotización a cierre del ejercicio anterior.

⁽⁶⁾ Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante / Número de acciones en circulación al cierre del período.

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1) UPSTREAM

Nuestras actividades

El área de *Upstream* de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y con el medio ambiente. Las actividades de exploración y producción son:

- **Nuevas áreas:** Identificación y entrada en nuevos proyectos (crecimiento orgánico o inorgánico).
- **Exploración:** Actividades de geología, sísmica, geofísica y perforación de sondeos exploratorios en la búsqueda de recursos de hidrocarburos.
- **Evaluación:** Perforación de sondeos de evaluación, definición de las recursos descubiertos y determinación de su comercialidad.
- **Desarrollo:** Perforación de los pozos productivos e instalaciones para la puesta en producción de las reservas.
- **Producción:** Explotación comercial de hidrocarburos.

Principales magnitudes

	2014	2013
Dominio minero no desarrollado Neto (Km ²)	188.278	223.363
Dominio minero desarrollado Neto (Km ²)	1.035	880
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	441	422
Reservas de gas natural (Mbep)	1.098	1.093
Ratio de reemplazo de reservas (%)	118	275
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)(\$/bep) ⁽¹⁾	13,6	11,5
Producción neta de hidrocarburos día (Kbep/d)	355	346
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	79,6	88,7
Precio medio de realización de gas (\$/kscf)	3,8	4,0
Coste de extracción ⁽²⁾ (net lifting cost - \$bbl)	5,3	5,0
Finding cost (media trianual) (\$/bep) ⁽³⁾	8,4	6,0

(1) Coste Reemplazo Reservas: Inversión Total (sin Almac. de Gas ni Licuación ni Regasificación ni Otras Inversiones) /Adición Reservas Netas (sin venta Reservas)

(2) Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta

(3) Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración) / Descubrimientos y Extensiones

Nuestro desempeño en 2014

Millones de euros	2014	2013	Variación
Norteamérica y Brasil	145	90	61%
Norte de África	25	227	(89%)
Resto del mundo	419	663	(37%)
Resultado Neto Ajustado	589	980	(40%)
EBITDA	2.667	3.054	(13%)
Inversiones de explotación⁽¹⁾	2.843	2.317	23%
Costes de exploración	734	654	12%
Tipo Impositivo Efectivo	49,8	46,7	7%

⁽¹⁾ La inversión en desarrollo representó el 58% del total y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (26%), Venezuela (22%), Trinidad y Tobago (18%), Brasil (18%) y Bolivia (7%). La inversión en exploración representó un 37%, del total y han sido realizadas principalmente en EE.UU. (34%), Angola (17%), España (9%), Brasil (8%), Rusia (5%), Rumania (4%), Namibia (3%) y Colombia (3%).

Principales acontecimientos del periodo

- **Campaña exploratoria:** se ha concluido en 2014 la perforación de **24 sondeos exploratorios**, 4 con resultado positivo, 14 negativos y 6 que a 31 de diciembre se encontraban en evaluación. Al final del año 2014 se encontraban en curso 10 sondeos exploratorios. Adicionalmente, se han incorporado al **dominio minero** 28 nuevos bloques de exploración, que suponen un total de nueva superficie exploratoria bruta de 38.218 km².
- A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás el **acuerdo de venta del 10% de participación de Repsol en el gaseoducto "Transportadora de Gas del Perú" (TGP)**. TGP es la empresa responsable del transporte del gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea a la planta de licuefacción de Perú LNG situada en Pampa Melchorita y hasta la ciudad de Lima.
- El 8 de enero de 2014 **finalizó**, según lo establecido en el mismo, el **contrato de servicios en el bloque Reynosa-Monterrey en México** y se procedió a la entrega de las instalaciones a la compañía nacional con todos los compromisos cumplidos.
- A finales de marzo, **comenzó la producción de gas en el campo de Kinteroni** (Bloque 57) en Perú, uno de los diez proyectos clave del Plan Estratégico de la compañía para el periodo 2012-2016. Repsol es el operador del proyecto con una participación del 53,84%. El Bloque 57 se sitúa al este de la Cordillera de los Andes, una de las zonas gasíferas más prolíficas a nivel exploratorio de Perú.
- También en marzo de 2014 se **terminó con resultado positivo el sondeo exploratorio Gabi -1 en Rusia** en el bloque Karabashsky 1 operado por Repsol con el 100% de participación. Este importante **descubrimiento se añade al realizado con el sondeo Gabi-3** en el bloque Karabashsky 2 también operado por Repsol con el 100% de participación. Los bloques se sitúan en Siberia Occidental y con estos dos importantes descubrimientos se demuestra su gran potencial de hidrocarburos.

- El rig “*Rowan Renaissance*” buque de perforación de última generación para aguas ultraprofundas, de los más modernos y seguros del mundo contratado en 2012 para su construcción, **inició sus operaciones de perforación en abril**.
- El 15 de mayo en Argel, el Groupement Reggane, un consorcio formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International, operador del desarrollo del Proyecto Reggane Nord en Argelia, que incluye los campos de Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sur, Azrafil Sureste, Sali y Tiouliline, **firmó el contrato de Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie del Proyecto**, ubicado en el suroeste del Sahara argelino. Este paso es un hito importante dentro de los trabajos de desarrollo de este proyecto estratégico de la compañía, que iniciará la producción de gas previsiblemente en el segundo trimestre de 2017.
- En el segundo trimestre del año se **acordó la entrada de las compañías Total con un 35% y de BG con un 30% en el bloque exploratorio en las aguas de Aruba**. Repsol mantiene la operación del bloque con el 35% de participación.
- En el marco de los trabajos adicionales de perforación en el **activo productivo TSP** (Teak, Samaan y Pou) **en las aguas de Trinidad y Tobago**, se anunció en julio el **descubrimiento de volúmenes adicionales de hidrocarburos** con el pozo de evaluación/appraisal TB14. El pozo se encuentra al norte del campo Teak. Adicionalmente **el pozo TB13 inició su producción** en junio. Repsol es la compañía operadora del activo con un 70% de participación.
- En el *North Slope* de Alaska se terminaron **dos sondeos de evaluación/appraisal con resultado positivo** (Qugruk-5 y Qugruk-7) en el segundo trimestre de 2014, dentro de los trabajos de evaluación y exploración que se están realizando en el Área.
- A mediados de 2014 se comunicó a las autoridades brasileñas el **descubrimiento** en el bloque BM-C-33 de una importante **columna de hidrocarburos** con el sondeo exploratorio Seat- 2 en las **aguas profundas** de la cuenca de Campos. El sondeo se perforó con el buque de perforación de séptima generación “*Ocean Rig Mylos*”. Repsol Sinopec Brasil (35%) es la compañía operadora del bloque.
- El test de producción (DST) realizado en la primera mitad de 2014 en el **descubrimiento Sagitario** en el bloque BM-S-50 confirmó el **alto potencial del reservorio**, ubicado en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino Brasileño.
- En el marco del Plan de Desarrollo del **campo Sapinhoá**, otro de los grandes proyectos estratégicos de la compañía, situado en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la cuenca de Santos en Brasil, en **julio de 2014** se puso en producción el cuarto pozo lo que permitió alcanzar el “plateau” **de producción de 120.000 bep/d en el área Sur**, a través de la FPSO (Floating Production Storage and Offloading) “Cidade de São Paulo”. Repsol Sinopec Brasil participa en este importante proyecto en el presalino brasileño con un 25%, en asociación con Petrobras (45% y operador) y BG (30%).
- En agosto de 2014 el Gobierno de Perú aprobó la **venta del 55% de participación de Repsol en el bloque 39** a la compañía Perenco.
- En el tercer trimestre de 2014 en Rusia finalizaron **3 sondeos de exploración y evaluación/appraisal con resultado positivo** en los **bloques Karabashsky**. Se trata de los sondeos de evaluación 31-P y 32-P y del sondeo exploratorio K-3.
- En octubre de 2014 se comunicó el importante **descubrimiento de petróleo realizado con el sondeo exploratorio León**, situado en las aguas ultraprofundas del Golfo de México estadounidense. Repsol es la compañía operadora con el 60% de participación.
- A mediados de noviembre de 2014 se puso en **producción** el primer pozo en el **área Norte de Sapinhoá** con la FPSO “*Cidade de Ilhabela*” dentro del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9, **en Brasil**. Se espera que a finales de 2015 se alcance el “plateau” de producción de 150.000 bep/d en este área Norte.
- En noviembre de 2014 se inició la **perforación del sondeo exploratorio Sandía-1x en los bloques “Canarias 1-9”** con el rig “*Rowan Renaissance*”. Tras el análisis de las muestras obtenidas, se confirmó la existencia de gas pero sin el volumen ni la calidad suficientes para valorar una posible extracción.
- En el cuarto trimestre del año se terminó el **segundo sondeo de evaluación/appraisal del descubrimiento Buckskin** con resultado **positivo**, en las aguas profundas del **Golfo de México** estadounidense.
- A principios de diciembre de 2014 se anunció un **descubrimiento exploratorio** en las aguas profundas de **Colombia** con el sondeo Orca-1 en el bloque Tayrona, participado por Repsol con un 30%. El sondeo se encuentra en evaluación de los resultados obtenidos.
- Durante el año 2014 se produjeron en **Libia paradas totales o parciales** de producción no programadas por motivos de seguridad y por bloqueos en la línea de exportación, debidos a la situación de inestabilidad en el país. Esto ha reducido la producción en el período en un 54% respecto a 2013.
- El 15 de diciembre el Consejo de administración acordó adquirir el **100% de las acciones del capital de Talisman Energy Inc.** una compañía canadiense, véase el apartado 1.3 “*Adquisición de Talisman Energy*”.

5.1.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL UPSTREAM

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

Al cierre del ejercicio 2014, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 29 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 22 de ellos.

Las siguientes tablas muestran la información de dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo de Repsol por área geográfica:

(km2)	Dominio minero desarrollado y no desarrollado (2014)			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
Europa	22	17	64.743	28.736
Latinoamérica	1.945	534	115.292	48.896
Brasil	121	11	3.164	432
Perú	197	26	27.743	11.966
Trinidad y Tobago	181	66	7.971	3.326
Venezuela	783	187	2.208	667
Resto de países América del Sur	663	244	66.416	30.947
América Central	-	-	7.790	1.558
América del Norte	1.907	172	29.439	9.140
África	803	204	93.712	56.052
Asia	221	108	55.043	39.807
Oceanía	-	-	12.548	5.647
Total	4.898	1.035	370.777	188.278

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos productivos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Incluye también la superficie exploratoria.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Dominio minero												
	N° de bloques (1)				Área bruta (km2) (2)				Área neta (km2) (2)			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	10	10	50	49	399	399	64.367	64.301	332	332	28.420	32.334
Latinoamérica	52	51	20	20	17.547	17.294	99.690	103.642	5.759	5.724	43.671	55.531
Brasil	4	3	4	4	1.185	956	2.100	2.801	147	113	296	363
Perú	2	2	3	5	2.020	2.020	25.920	36.961	202	202	11.790	15.789
Trinidad y Tobago	7	7	1	1	5.579	5.579	2.574	2.574	2.363	2.363	1.030	1.030
Venezuela	8	8	-	-	2.990	2.990	-	-	853	853	-	-
Resto de países de América del Sur	31	31	10	10	5.773	5.749	61.306	61.306	2.194	2.193	28.997	38.349
América Central	-	-	2	-	-	-	7.790	-	-	-	1.558	-
América del Norte	6	7	498	517	10.168	18.208	21.178	22.908	919	2.009	8.393	9.089
África	4	4	13	34	12.059	12.059	82.457	140.607	2.564	2.564	53.693	79.815
Asia	19	16	22	21	2.082	2.076	53.180	41.043	1.022	1.018	38.893	23.279
Oceanía	-	-	1	1	-	-	12.548	12.548	-	-	5.647	12.548
Total	91	88	604	642	42.255	50.036	333.420	385.049	10.596	11.647	178.717	212.596

(1) El número de bloques no incluye el activo no convencional *Mississippian Lime* en Estados Unidos.

(2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones. Incluye aquel dominio minero en desarrollo y en producción.

Pozos exploratorios ⁽¹⁾ terminados y en curso										
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	-	-	1	4	1	-	2	4	3	-
Latinoamérica	1	2	3	6	2	-	6	8	2	-
Brasil	1	1	1	4	-	-	2	5	1	-
Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Trinidad y Tobago	-	-	1	-	1	-	2	-	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	-	1	1	1	1	-	2	2	-	-
América Central	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-
América del Norte	1	3	1	1	1	-	3	4	2	-
África	-	2	7	3	2	-	9	5	2	2
Asia	2	1	2	1	-	-	4	2	1	2
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4	8	14	15	6	-	24	23	10	4

(1) No incluyen los sondeos de evaluación/*appraisal*. En 2014 se terminaron 10, de los cuales 8 tuvieron resultado positivo. Por otro lado se mantenía 1 sondeo en curso.

	Pozos de desarrollo terminados							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	78	95	5	6	8	6	91	107
Brasil	9	4	-	-	-	-	9	4
Perú	1	1	-	-	-	-	1	1
Trinidad y Tobago	5	5	-	-	2	2	7	7
Venezuela	28	29	3	-	5	1	36	30
Resto de países de América del Sur	35	56	2	6	1	3	38	65
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	471	406	1	-	1	1	473	407
África	8	23	-	-	-	-	8	23
Asia	34	31	3	2	-	6	37	39
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	591	555	9	8	9	13	609	576

PRODUCCIÓN

La producción neta media del año 2014 (355 Kbp/d) ha sido un 2,5 % superior a la del 2013 (346 Kbp/d). El incremento se debe a la conexión de 4 pozos productivos adicionales en Sapinhoá en 2014, a la entrada en producción de Kinteroni a finales de marzo 2014, a los trabajos de perforación de desarrollo de Midcontinent y a la entrada en producción de la Fase II de Margarita y de SK en Rusia en octubre y febrero de 2013, respectivamente. El incremento se ha compensado parcialmente por la interrupción de la producción en Libia durante más de 220 días en el año.

La producción media en Libia del año 2014 fue de 13,3 kbp/d frente a los 42,3 kbp/d del año 2012 donde no hubo interrupciones en la producción. La producción media diaria en Libia en 2013 donde también hubo paradas de producción fue de 28,8 kbp/d, es decir en 2014 la producción se redujo en Libia un 54% sobre la de 2013, que tampoco fue la producción normal.

	Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica						Pozos productivos por área geográfica			
	Líquidos (Mbbbl)		Gas natural (bcf)		Total (Mbep)		Petróleo		Gas	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Europa	2	2	1	1	2	3	9	10	1	1
Latinoamérica	27	24	412	395	101	94	1.113	1.098	199	180
Brasil	6	3	3	*	6	3	21	17	-	-
Perú	4	4	53	40	14	11	-	-	27	20
Trinidad y Tobago	4	4	244	253	49	49	101	97	55	47
Venezuela	5	5	48	47	13	13	367	366	27	25
Resto de países de América del Sur	8	8	64	54	19	18	624	618	90	88
América del Norte	10	10	14	9	13	11	1.128	811	-	-
África	6	11	11	11	7	13	238	248	83	83
Asia	4	4	14	8	6	5	379	362	8	7
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	49	51	452	424	129	126	2.867	2.529	291	271

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2014		A 31 diciembre 2013	
	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas
	(\$/Bbl)	(\$/Boe)	(\$/Bbl)	(\$/Boe)
Europa	101,75	62,66	108,12	63,27
América del Sur	76,27	21,65	82,18	22,41
América del Norte	91,55	27,42	102,36	28,78
África	97,42	-	108,51	-
Asia	47,21	9,28	60,13	10,69
Total	79,58	21,52	88,68	22,46

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas y en desarrollo del área de *Upstream* de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2014, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Productivo /en desarrollo	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
España	Lubina	100%	Productivo	O	L
España	Casablanca-Montanazo	68,67%	Productivo	O	L
España	Boquerón	61,95%	Productivo	O	L
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,0%	Productivo	NO	L-G
Trinidad y Tobago	TSP	70,0%	Productivo	O	L-G
Trinidad y Tobago	5B Manakin	30,0%	En desarrollo	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	Productivo	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Lapa)	15,00%	En desarrollo	NO	L
Brasil	Albacora Leste	6%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	Productivo	O	L-G
Bolivia	Sabalo	24,46%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	Productivo	NO	L-G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	Productivo	NO	L
Colombia	Cosecha	17,50%	En desarrollo	NO	L
Ecuador	Bloque 16	35,00%	Productivo	O	L
Ecuador	Tivacuno	35,00%	Productivo	O	L
Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni)	53,84%	Productivo	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	En desarrollo	O	G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	Productivo	O	G
Venezuela	Yucal Placer	15,00%	Productivo	NO	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Quiriquire	40,00%	Productivo	O	L-G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	Productivo	O	L
América del Norte					
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	Productivo	NO	L-G
Estados Unidos	Mississippian Lime	8,78%	Productivo	NO	L-G

África					
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Productivo	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	En desarrollo	O	G
Libia	NC-115	20,00%	Productivo	O	L
Libia	NC-186	16,00%	Productivo	O	L
Asia					
Rusia	SK	49,00%	Productivo	O	L-G
Rusia	YK	49,00%	En desarrollo	O	G
Rusia	SNO	49,00%	Productivo	O	L
Rusia	TNO	49,00%	Productivo	O	L

RESERVAS

Al cierre de 2014, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.539 Mbep, de los cuales 441 Mbep (29%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.098 Mbep (71%), a gas natural.

<i>Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo</i>	Reservas probadas	
	2014	2013
Europa	3	4
América del Sur	1.311	1.287
América del Norte	60	46
África	125	139
Asia	40	39
Oceanía	-	-
TOTAL	1.539	1.515

En 2014, la evolución de las reservas fue positiva, con una incorporación total de 153 Mbep, procedentes principalmente de extensiones y descubrimientos en Perú y Brasil, y revisiones de estimaciones previas en Trinidad y Tobago, EE.UU. y Brasil. En 2014, se consiguió un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 118% (2013 275% y 2012 204%) para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (139% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 106% en gas natural), en línea con los objetivos de largo plazo, incorporando recursos que fortalecen significativamente el crecimiento futuro.

5.1.2. ACTIVIDADES EN LAS PRINCIPALES ZONAS GEOGRÁFICAS

NORTEAMÉRICA

EE.UU

La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran materialidad, en ambos casos tanto *onshore* como *offshore*, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas de crecimiento de la compañía. Repsol participa en Estados Unidos en 497 bloques, así como en los activos no convencionales de Mississippian Lime.

En el primer trimestre del año, el Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) dentro del Lease Sale 231 del Golfo de México adjudicó el bloque Walker Ridge 557 al consorcio formado por Repsol (40%) y Marathon (60% y operador).

- En el segundo trimestre de 2014 en el North Slope de Alaska se terminaron dos sondeos de evaluación/appraisal con resultado positivo (Qugruk-5 y Qugruk-7). Dentro del marco de los trabajos de evaluación y exploración del Área también se perforó en 2014 el sondeo exploratorio Tuttu-1 que se encuentra en evaluación. Los buenos resultados obtenidos a la fecha tras los tres descubrimientos realizados en 2013 y la información que se obtendrá en la próxima campaña de perforación, permitirán definir un primer plan de desarrollo de los recursos encontrados en Alaska North Slope.

En 2014 se incorporaron al dominio minero oficial 16 nuevos bloques exploratorios en el North Slope de Alaska donde Repsol es la compañía operadora con el 70% de participación.

- En octubre de 2014 se anunció un importante descubrimiento de petróleo de buena calidad en las aguas ultraprofundas del Golfo de México estadounidense con el pozo exploratorio León. Repsol con el 60% de participación es la compañía operadora del Área. León es uno de los pozos más profundos operados por Repsol (9.684 metros) y demuestra la capacidad tecnológica de Repsol en aguas profundas. El pozo descubrió un almacén neto (net pay) de petróleo de más de 150 metros de espesor, dentro de una columna de más de 400 metros y se ha perforado bajo una lámina de agua de unos 1.900 metros.
- En el cuarto trimestre del año se terminó el segundo sondeo de evaluación/appraisal del descubrimiento Buckskin con resultado positivo. El descubrimiento de Buckskin se realizó en 2009 y los positivos resultados tanto de este segundo como del primer sondeo de evaluación llevado a cabo en 2011 demuestran el gran potencial del yacimiento. A finales de 2014 se terminó la perforación del sondeo Buckskin North con resultado negativo.
- En el activo de recursos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime, entre los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el importante acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, se continuó en 2014 con la intensa campaña de perforación con más de 400 pozos productores perforados en el año, permitiendo incrementar la producción obtenida en este activo compensando de manera positiva el declino natural de los pozos de este tipo de activos productivos no convencionales.

Canadá

- En el primer trimestre de 2014 se procedió a la reversión del bloque EL-1111 operado por la compañía Husky y donde Repsol tenía un 33% de participación.

LATINOAMÉRICA

Brasil

Los descubrimientos exploratorios realizados en Brasil en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), creando la sociedad Repsol Sinopec Brasil, refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo y una de las claves de crecimiento en el área de Upstream de Repsol. La compañía tiene en Brasil un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos Sapinhoá y Albacora Leste y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33 y BM-S-50.

- En 2014 se pusieron en producción tres nuevos pozos en el campo Sapinhoá en el área Sur, en el bloque BM-S-9 en el presalino de las aguas profundas de la cuenca de Santos. La explotación comercial de Sapinhoá se inició en enero de 2013 cuando comenzó el inicio de la producción del primer pozo productor. El segundo pozo comenzó a producir a mediados de febrero de 2014, el tercero en abril y el cuarto en julio de 2014. La puesta en producción del cuarto pozo en julio de 2014 permitió alcanzar la capacidad máxima de 120.000 bbl/d de la primera FPSO (Floating production storage and offloading) “Cidade de São Paulo. A mediados de noviembre de 2014 se puso en producción el Área Norte de Sapinhoá con la FPSO “Cidade de Ilhabela”. Se espera que a finales de 2015 se alcance también el plateau de producción de 150.000 bbl/d en este área Norte del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9.
- En junio se presentó a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP), el Plan de Desarrollo del Área nordeste del otro gran descubrimiento en el Bloque BM-S-9, Lapa, anteriormente denominado Carioca. Se estima que el inicio de producción en el campo Lapa se produzca a finales de 2016.
- A mediados de 2014 en el bloque BM-C-33, se comunicó a la ANP, el descubrimiento de una importante columna de hidrocarburos con el sondeo exploratorio Seat-2 en las aguas profundas de la cuenca de Campos, dentro del plan de evaluación de los tres descubrimientos realizados hasta la fecha (Pão de Açúcar en 2012, Gávea en 2011 y Seat en 2010). El sondeo se perforó con el buque de perforación de séptima generación “Ocean Rig Mylos”. Los tres yacimientos representan uno de los mayores descubrimientos hechos hasta el momento en el presalino de la Cuenca de Campos. El Bloque BM-C-33 es operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en colaboración con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

En enero de 2015 se comunicó a la ANP los buenos resultados preliminares del primer pozo de evaluación/appraisal en el descubrimiento Pão de Açúcar en el bloque BM-C-33. El sondeo de evaluación se encuentra en la fase final de perforación.

- Durante la primera mitad de 2014 se realizó en el pozo Sagitario en el bloque BM-S-50 un test de producción (DST) con muy buenos resultados que confirmaron el alto potencial del reservorio, situado en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino de Brasil.
- En el campo productivo Albacora Leste participado con un 10% por Repsol-Sinopec, se presentó a las autoridades del país (ANP), a finales del año, la solicitud de extensión del Contrato de Concesión del campo por 27 años más (de 2025 a 2052).

Bolivia

- En el importante proyecto estratégico de crecimiento de Margarita-Huacaya en 2014 se alcanzaron picos de producción de gas de 16,5 Millones de metros cúbicos diarios (Mm³d), superando la producción de 15 Mm³d alcanzada desde enero de 2014. El plateau de 14 Mm³d inicialmente planificado alcanzar en octubre 2014 fue logrado en octubre de 2013, es decir con un año de anticipación. También se ha aprobado la Fase III, que permitirá alcanzar una producción

total de 18 Mm³/d en el primer trimestre de 2016. El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%.

Perú

- A finales de marzo comenzó la producción del campo de gas Kinteroni, situado en el Bloque 57 en la cuenca Ucayali-Madre de Dios al este de la Cordillera de los Andes, una de las zonas gasíferas más prolíficas a nivel exploratorio de Perú. El descubrimiento de Kinteroni se produjo en enero de 2008 y fue uno de los mayores hallazgos del mundo ese año. Repsol es el operador del proyecto con una participación del 53,84% y realizó en 2012 con el pozo Sagari, otro gran hallazgo en esta zona. A finales de año se hizo efectiva la entrada de la compañía CNPC en el área remanente exploratoria del Bloque 57 con la consecuente recuperación de los costes pasados. La participación de CNPC es del 46,16%.
- En el primer trimestre de 2014, Repsol materializó el acuerdo con Enagás para la venta de su 10% de participación en el gaseoducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP), que es la empresa responsable del transporte del gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea a la planta de licuefacción de Perú LNG situada en Pampa Melchorita y hasta la ciudad de Lima. Repsol vendió su participación en la planta de licuefacción como parte de la venta de activos de GNL.
- También en el primer trimestre el Ministerio de Energía y Minas de Perú (MEM) aprobó el ingreso de Pluspetrol en el bloque 76, con un 30% de participación. Este bloque se encuentra en su tercer periodo exploratorio. Tras la entrada de Pluspetrol el bloque 76 pasa a estar formado por Hunt Oil (35% y operador), Repsol Exploración (35%) y Pluspetrol (30%).
- En agosto de 2014 el Gobierno de Perú aprobó la venta del 55% de participación de Repsol en el bloque 39 a la compañía Perenco. El bloque queda conformado por Perenco (55% y operador), JV Petrovietnam (35%) y Reliance (10%).
- En 2014 el suministro de gas natural a la planta de licuación de Peru LNG procedente de la región de Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10% en los bloques 56 y 88, continuó con normalidad. En estos bloques la producción está destinada al mercado local, además de al abastecimiento de Perú LNG. En marzo de 2014 se inició la producción del campo Mipaya en el bloque 56.

Venezuela

- En el importante proyecto de desarrollo del campo de gas Perla, situado en el bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela, el consorcio (Repsol 32,5%, ENI 32,5% y PDVSA 35%) continuó en 2014 avanzando en el plan de desarrollo. El plan de desarrollo de este proyecto clave contempla tres fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscf/d). Adicionalmente, se prevé una última fase para alcanzar 1.200 Mscf/d. La primera fase de 150 Mscf/d se estima que se pondrá en producción en el segundo trimestre de 2015.
- Entre otros trabajos, en el año 2014 se completó la preparación del emplazamiento de las instalaciones en tierra, se iniciaron los trabajos de instalación de la planta para procesar 150 Mscf/d y se avanzó en los trabajos de construcción de los gasoductos y ducto de condensados en tierra. Se concluyeron las actividades de instalación de las líneas submarinas de producción desde las plataformas a tierra (gasoducto principal) y líneas de flujo submarinas. En el cuarto trimestre se alcanzó la profundidad objetivo en el pozo offshore Perla 6 y el taladro jackup continuará perforando todo el año 2015.
- En 2014 también se avanzó en los trabajos de desarrollo de Carabobo, un proyecto de crudos pesados clave de crecimiento en Venezuela y donde Repsol tiene una participación del 11%. En 2014 se finalizó el FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de

Upstream, se terminó la campaña sísmica y se continuó con la campaña de perforación de pozos estratigráficos con el objetivo de obtener información geológica de las formaciones.

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

Trinidad y Tobago

- En julio de 2014, Repsol anunció un nuevo descubrimiento de hidrocarburos en el bloque productivo marino TSP dentro del campo Teak. El hallazgo se produjo con el pozo de evaluación/appraisal TB14 y supone una extensión al norte del campo Teak, Repsol es el operador en TSP con un 70% de participación. El pozo de evaluación TB14 se sumó a la puesta en marcha en el mes de junio del pozo de desarrollo TB13.
- También en 2014 se produjo un nuevo descubrimiento con el pozo Arima-2 en TSP, que se encuentra actualmente en evaluación.
- En agosto se anunció el lanzamiento del proyecto de gas offshore Juniper en el activo bpTT, sociedad participada por la compañía BP (70% y operador) y Repsol (30%). Se estima que en el año 2017 se inicie la producción de este proyecto.
- Durante 2014 se produjeron en los activos de bpTT paradas de producción programadas por trabajos de perforación y mantenimiento

Otros países de Latinoamérica

- En **Colombia**, en agosto, dentro de la Ronda Licitatoria 2014, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) adjudicó a Repsol con el 33,34% de participación y como operador, el bloque exploratorio COL-4. Se espera que el bloque se incorpore oficialmente al Dominio Minero de la compañía durante el primer semestre de 2015.

Se firmó con la compañía Statoil durante el tercer trimestre del año su entrada con el 10% de participación en el bloque marino Tayrona y con un 20% en Guajira Offshore-1. Repsol mantiene un 20% en el bloque Tayrona operado por Petrobras y un 30% en el bloque Guajira Offshore-1 operado por Repsol.

A principios de diciembre de 2014 se anunció un descubrimiento de gas en las aguas profundas del Caribe colombiano en el bloque Tayrona. El sondeo exploratorio Orca-1 alcanzó una profundidad de 4.240 metros con una lámina de agua de 674 metros. Los socios del bloque analizarán los resultados del sondeo y la información sísmica adquirida para determinar el potencial gasífero y la viabilidad económica del bloque.

- En **Ecuador**, en los bloques 16 y Tivacuno donde Repsol es la compañía operadora bajo la modalidad de Contrato de Servicios se continuaron con normalidad en 2014 las tareas de producción. En diciembre de 2013 se suscribió el Contrato Modificadorio del Bloque 16 con la Secretaría de Hidrocarburos. Esta modificación permitió la incorporación del campo Wati al Bloque 16 y la extensión del plazo contractual hasta el 31 de diciembre de 2022. En 2014 también se gestionó el Contrato Modificadorio del bloque Tivacuno.
- En **Aruba**, en la primera mitad de 2014 se hizo efectiva la entrada en el proyecto offshore en el país, de las compañías Total (con un 35% de participación) y BG (30%). Repsol con el 35% de participación se mantiene como la compañía operadora. En la segunda mitad del año se realizó una campaña de adquisición de sísmica 3D que, tras su procesamiento durante 2015, permitirá definir la posible ubicación del primer sondeo exploratorio previsto para 2016.
- En **México**, el Contrato de Servicios con Pemex en el bloque Reynosa-Monterrey, finalizó el 8 de enero de 2014 y se procedió a la entrega de las instalaciones.

ÁFRICA

Repsol tiene presencia en el norte de África, en Argelia y Libia. Asimismo, está presente en el Continente, en Angola, Marruecos, Liberia, Namibia, y Gabón.

Libia

- Durante el año 2014 y de manera intermitente se produjeron durante más de 220 días paradas totales o parciales de producción no programadas que afectaron a los campos de los bloques NC-115 y NC-186 en la cuenca de Murzuq fundamentalmente por motivos de seguridad y por bloqueos en la línea de exportación, debidos a la situación de inestabilidad en el país.
- Como consecuencia del deterioro de las condiciones de seguridad, el personal expatriado de las oficinas de Repsol en Trípoli fue evacuado el 15 de julio y el personal de campo el 30 de julio de 2014.
- En 2014 se terminaron 3 sondeos exploratorios con resultado negativo (sondeos Khaima, Sanam y Agrub).
- A principios de año 2015 las operaciones en Libia continuaban afectadas por la situación en el país.

Argelia

- En el importante proyecto de desarrollo de gas de Reggane Nord, uno de los proyectos estratégicos de crecimiento de la compañía, en el segundo trimestre del año se dio un paso fundamental para su puesta en producción; el Groupement Reggane, el consorcio operador del desarrollo del proyecto y formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International, firmó el contrato de Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie. El contrato incluye la construcción de una Planta de tratamiento de gas de 8 millones de metros cúbicos diarios de capacidad nominal, la red de colecta de pozos productores y la línea de expedición de gas que conectará la Planta al gasoducto troncal GR-5. La duración prevista de estos trabajos es de 36 meses y se prevé el inicio de la producción de gas en el segundo trimestre de 2017. En enero de 2015 se iniciaron los trabajos de perforación. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).
- En abril de 2014 se terminó en Reggane una campaña de adquisición sísmica 3D para mejorar la resolución y calidad de la información relativa a los yacimientos. Se espera tener procesada la información obtenida en 2015.
- En octubre se firmó en Argel con el Gobierno Argelino, el contrato de exploración y explotación del bloque exploratorio Bougezoul, 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

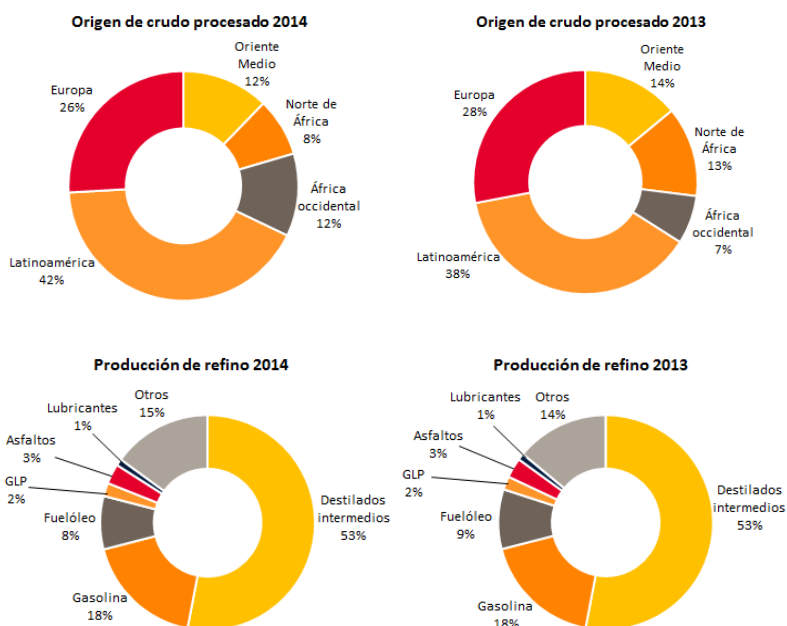
⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de Reporting del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESА.

⁽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

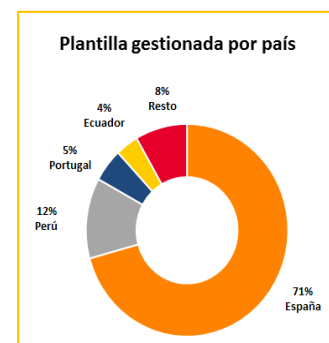


⁽¹⁾ Los datos excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene capacidad sobre la Gestión de personas de sus empleados.

⁽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

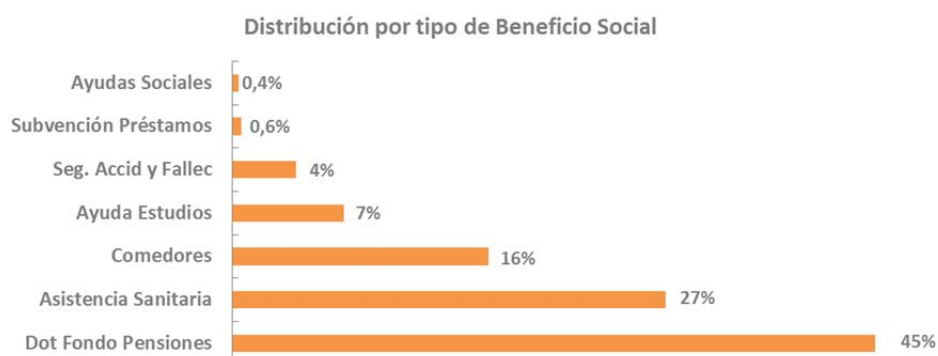
La retribución es un elemento orientado a facilitar la atracción, retención, motivación y compromiso de los profesionales que aportan su talento a la Organización y los esquemas evolucionan para proporcionar mayores posibilidades de flexibilización por parte de los empleados.

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.

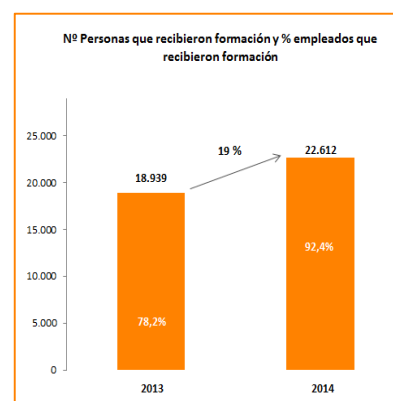
Asimismo existen otros sistemas flexibles para nuestros empleados en Escocia y EEUU.

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).

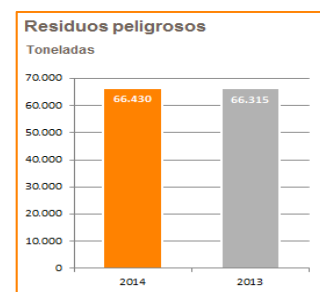
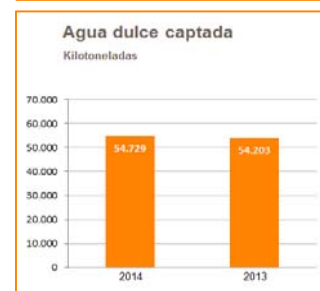
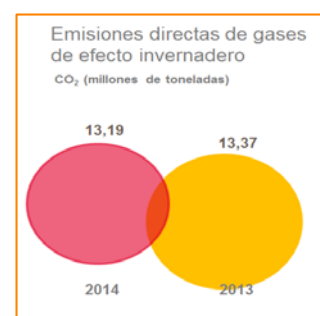
Mejora en la gestión y minimización de residuos

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 pantlán 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

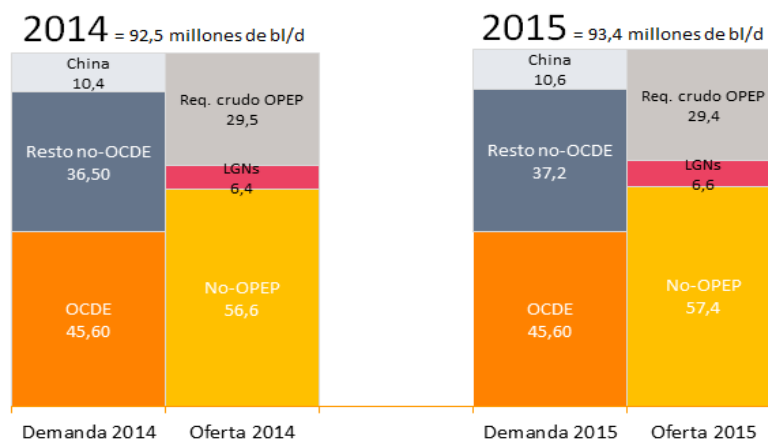
*Estas cifras no fueron actualizadas por el FMI en el update del WEO enero 2015

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



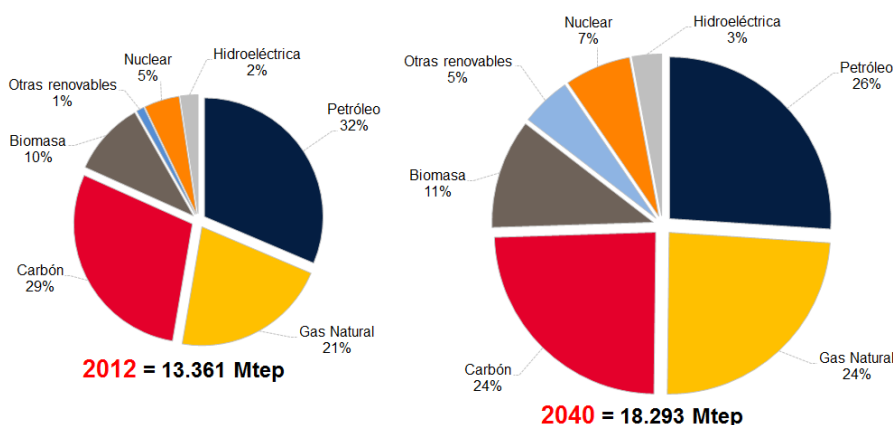
Fuente: AIE y Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

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.

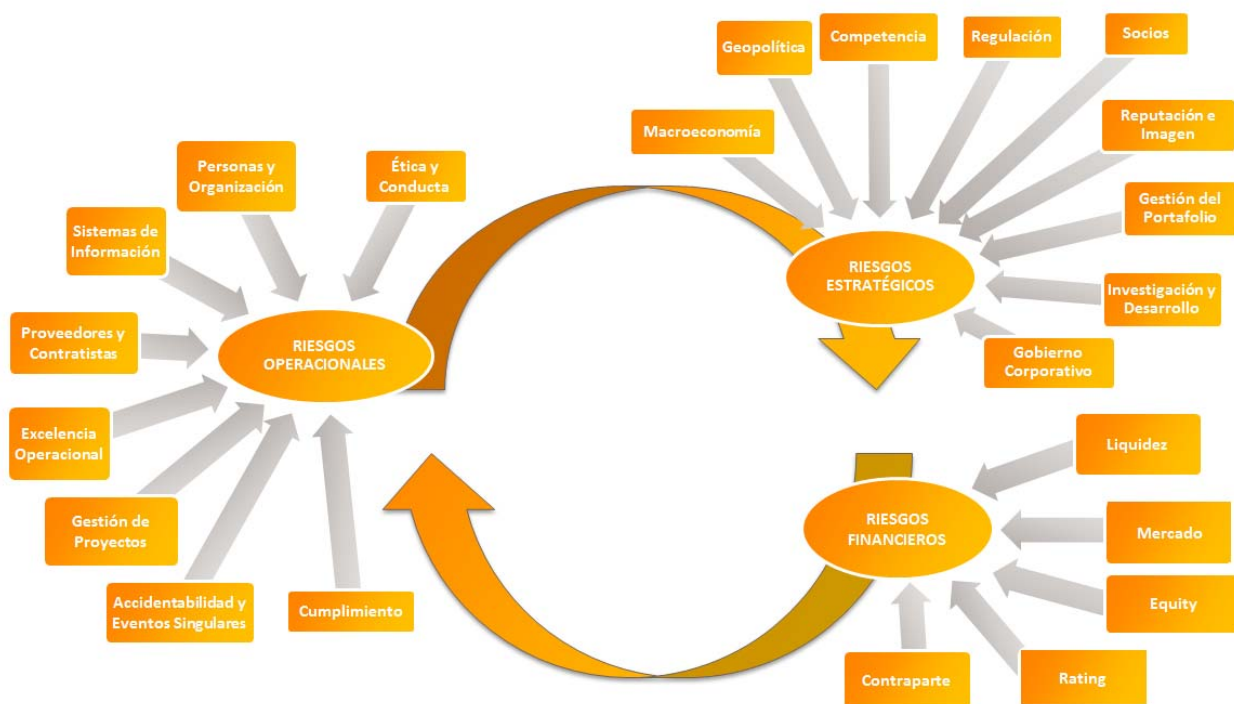
8. GESTIÓN DEL RIESGO

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.

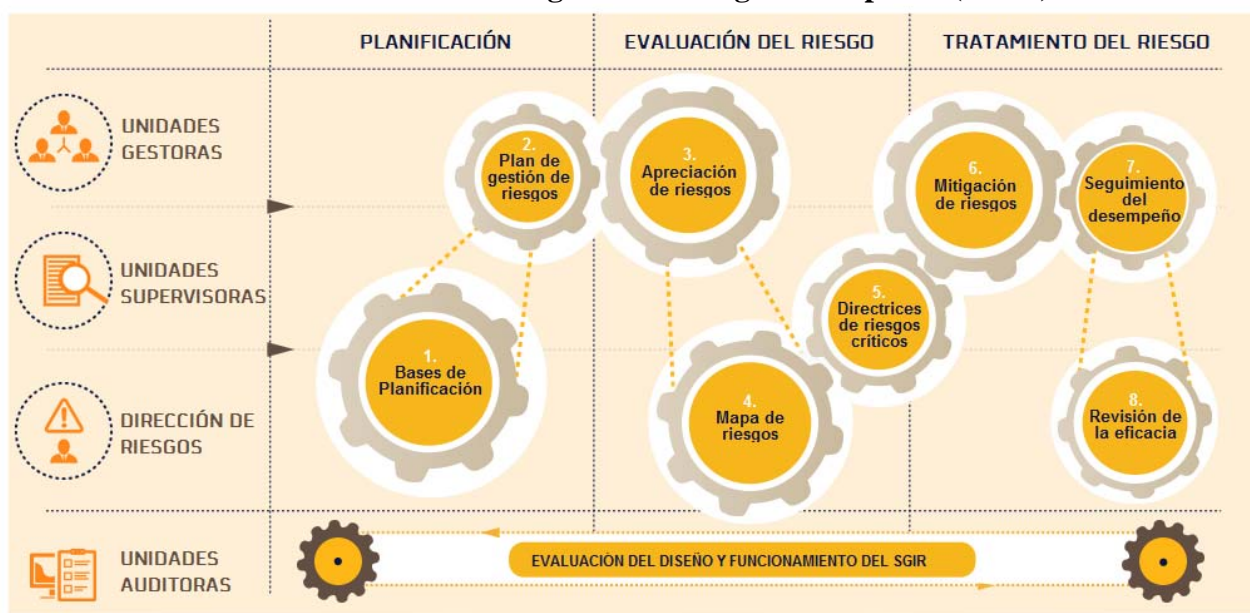
Los pilares fundamentales del SGIR son:

- 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	1.000

⁽¹⁾ Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	pie	ft	0,305	12	1	0,333
	yarda	yd	0,914	36	3	1

			Kilogramo	Libra	Tonelada
MASA	kilogramo	kg		2,2046	0,001
	libra	lb		0,45	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 watios
Btu/MBtu/mmBtu	miles de Btu/millones de Btu	km²	Kilómetro cuadrado	MWh	Millón de watios 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	Gigawatios por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD / Dólar	Dólar americano

ANEXO IV: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

Se incluye como Anexo a este informe, y formando parte integrante del mismo, el Informe anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2014, tal y como requiere el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital.

ANEXO I

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA	31/12/2014
--	------------

C.I.F.	A-78374725
---------------	------------

DENOMINACIÓN SOCIAL

REPSOL, S.A

DOMICILIO SOCIAL

C/MENDEZ ALVARO, 44, MADRID

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
07/07/2014	1.350.272.389,00	1.350.272.389	1.350.272.389

Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí No

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su sociedad a la fecha de cierre del ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	0	82.949.191	6,14%
SACYR,S.A	0	122.208.433	9,05%
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	0	160.675.452	11,90%
BLACKROCK INC	0	40.939.119	3,03%

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	CHEMBRA INVESTMENTS PTE.LTD	82.949.191
SACYR,S.A	SACYR PARTICIPACIONES MOBILIARIAS, S.L.	122.208.433
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	CAIXABANK, S.A.	160.675.452
BLACKROCK INC	FILIALES BLACKROCK	40.939.119

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BLACKROCK INC	14/04/2014	Se ha superado el 3% del capital Social
BLACKROCK INC	30/05/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social
BLACKROCK INC	20/06/2014	Se ha superado el 3% del capital Social
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	14/10/2014	Se ha superado el 10% del capital Social
HSBC HOLDINGS, PLC	29/05/2014	Se ha superado el 5% del capital Social
HSBC HOLDINGS, PLC	03/06/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social
JP MORGAN CHASE & CO.	06/06/2014	Se ha superado el 3% del capital Social

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
JP MORGAN CHASE & CO.	12/06/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social
PETROLEOS MEXICANOS	04/06/2014	Se ha descendido el 3% del capital Social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del Consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos	% sobre el total de derechos de voto
DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ	4.657	0	0,00%
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	280	0	0,00%
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	0	20.025	0,00%
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	6.744	0	0,00%
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	30.282	0	0,00%
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	61	31.673	0,00%
DON ISIDRO FAINE CASAS	280	0	0,00%
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	330.155	924	0,03%
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	1.395	571	0,00%
DON ARTUR CARULLA FONT	57.914	0	0,00%
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	9.745	4.554	0,00%
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	113	987	0,00%
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	50	0	0,00%
DON RENE DAHAN	10.810	0	0,00%
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	34.773	0	0,00%

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BILBAO ORVIETO, S.L.	20.025
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	PRILOU, S.L.	31.673
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	DOÑA ISABEL LOPEZ - MARIN PEREZ	924
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	AFFIDAVIT IMAGEN Y COMUNICACION, S.L.	571
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	AMTRAK, S.L.	3.103
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	DON FRANCISCO MIRO-SANS BALCELLS	1.451
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	CYMOFAG, S.L.U.	987

% total de derechos de voto en poder del consejo de administración	0,04%
---	-------

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados
FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA
REPSOL,S.A.

Tipo de relación: Societaria

Breve descripción:

Repsol participa con Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol y Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí No

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí No

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

NO

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí No

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocarera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
8.191	7.681.180	0,56%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
REPSOL TESORERÍA Y GESTIÓN FINANCIERA, S.A.	7.681.180
Total:	7.681.180

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

A.9 Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la junta de accionistas al consejo de administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada, en primera convocatoria, el 28 de marzo de 2014, adoptó, en su vigésimo punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

“Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol, S.A. y cualesquiera de sus sociedades dependientes, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización incluye la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo, o como consecuencia del ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010, bajo el punto sexto del Orden del Día.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 249.2 de la Ley de Sociedades de Capital, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo.”

A.10 Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Sí No

Descripción de las restricciones

El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

– Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.

– Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

A.11 Indique si la junta general ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí No

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí No

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

A 31 de diciembre de 2014, las acciones de Repsol en forma de American Depositary Shares (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores de Lima.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle, si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la junta general.

Sí No

B.2 Indique y, en su caso, detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para la adopción de acuerdos sociales:

Sí No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida en el artículo 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos	0,00%	75,00%

Describa las diferencias

Se requiere, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias:

- Modificación de los artículos 22bis y 44bis de los Estatutos relativos a las operaciones vinculadas y a la prohibición de competencia de los Consejeros, o del párrafo (I) del artículo 15, relativo a las operaciones que tengan como objeto o produzcan como efecto la división o liquidación de los negocios de Exploración y Producción (Upstream) y/o Refino y Marketing (Downstream).
- Autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos.
- Dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44bis de los Estatutos.
- La transformación de la Sociedad.
- La fusión, la escisión o la cesión global de activo y pasivo, salvo si se tratara de operaciones de la Sociedad con otras compañías del Grupo del que Repsol es sociedad dominante.
- El traslado del domicilio social al extranjero;
- La realización de cualquier operación que tenga como objeto o produzca como efecto la división o liquidación de los negocios de Exploración y Producción (Upstream) y/o Refino y Marketing (Downstream) en el sentido del párrafo (I) del artículo 15 de los Estatutos.
- La modificación de la presente norma especial.

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos, así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos .

Los Estatutos Sociales de Repsol no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el artículo 22 que establece que para la modificación de los artículos 22bis ("Operaciones vinculadas"), 44bis ("Prohibición de competencia"), del párrafo (I) del artículo 15 y de la propia regla especial de modificación de Estatutos contenida en el artículo 22, se requiere tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales dispone que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

B.4 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:

Fecha junta general	Datos de asistencia				Total
	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		
			Voto electrónico	Otros	
31/05/2013	15,33%	42,42%	0,00%	6,82%	64,57%
28/03/2014	30,62%	31,20%	0,00%	2,50%	64,32%

B.5 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la junta general:

Sí No

B.6 Indique si se ha acordado que determinadas decisiones que entrañen una modificación estructural de la sociedad ("filialización", compra-venta de activos operativos esenciales, operaciones equivalentes a la liquidación de la sociedad ...) deben ser sometidas a la aprobación de la junta general de accionistas, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes Mercantiles.

Sí No

B.7 Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

Los contenidos de gobierno corporativo y otra información sobre las últimas juntas generales son directamente accesibles a través de la página web corporativa de Repsol, S.A., www.repsol.com, en el apartado Accionistas e Inversores, Gobierno Corporativo, http://www.repsol.com/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/default.aspx.

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de administración

C.1.1 Número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos sociales:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros	9

C.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F Primer nombram	F Último nombram	Procedimiento de elección
DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ		CONSEJERO	15/04/2011	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el consejo	F Primer nombram	F Último nombram	Procedimiento de elección
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA		CONSEJERO	19/12/2007	31/05/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR		CONSEJERO	16/06/2006	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA		CONSEJERO	09/05/2007	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA		SECRETARIO CONSEJERO	02/02/2005	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN		CONSEJERO	31/01/2007	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ISIDRO FAINE CASAS		VICEPRESIDENTE	19/12/2007	31/05/2012	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ		PRESIDENTE	23/07/1996	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA		CONSEJERO	09/05/2007	15/04/2011	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ARTUR CARULLA FONT		CONSEJERO	16/06/2006	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL		CONSEJERO	14/05/2009	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA		VICEPRESIDENTE	25/04/2013	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL		CONSEJERO	29/12/2005	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON RENE DAHAN		CONSEJERO	31/05/2013	31/05/2013	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL		CONSEJERO DELEGADO	30/04/2014	30/04/2014	COOPTACION

Número total de consejeros	15
-----------------------------------	----

Indique los ceses que se hayan producido en el consejo de administración durante el periodo sujeto a información:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
DOÑA PAULINA BEATO BLANCO	Independiente	30/04/2014
PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.	Dominical	04/06/2014

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación social del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO, SECRETARIO GENERAL Y DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	PRESIDENTE EJECUTIVO
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CONSEJERO DELEGADO

Número total de consejeros ejecutivos	3
% sobre el total del consejo	20,00%

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación social del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CAIXABANK, S.A.
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR,S.A
DON ISIDRO FAINE CASAS	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	CAIXABANK, S.A.
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	SACYR,S.A
DON RENE DAHAN	COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED

Número total de consejeros dominicales	5
% sobre el total del consejo	33,33%

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero:

DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ

Perfil:

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

Nombre o denominación del consejero:

DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR

Perfil:

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

Nombre o denominación del consejero:

DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA

Perfil:

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

Nombre o denominación del consejero:

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Perfil:

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

Nombre o denominación del consejero:

DON ARTUR CARULLA FONT

Perfil:

Licenciado en Ciencias Empresariales. Ha sido Director General de Arbora & Ausonia SL y Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L. y The Eat Out Group, S.L. y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña)

Nombre o denominación del consejero:

DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL

Perfil:

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

Nombre o denominación del consejero:

DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL

Perfil:

París (Francia). Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente e Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo Asesor Internacional UTC, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Número total de consejeros independientes	7
% total del consejo	46,67%

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

[Texto del punto C.1.3.3 Externos independientes]

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio 2014	Ejercicio 2013	Ejercicio 2012	Ejercicio 2011	Ejercicio 2014	Ejercicio 2013	Ejercicio 2012	Ejercicio 2011
Ejecutiva	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Dominical	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Independiente	1	2	2	2	14,28%	25,00%	25,00%	25,00%
Otras Externas	0	0	0	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Total:	1	2	2	2	6,67%	12,50%	13,33%	12,50%

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas

El artículo 32 de los Estatutos Sociales establece que tanto la Junta General como el Consejo de Administración, en uso de sus facultades de propuesta a la Junta y de cooptación para la cobertura de vacantes, procurarán, en relación a la composición del Consejo de Administración, que se apliquen las políticas de diversidad profesional, internacional y de género que resulten adecuadas en cada momento a la actividad de la compañía.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, la función de velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

En los últimos procesos de selección que ha llevado a cabo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se ha asegurado de que no existiesen sesgos implícitos que obstaculizasen el acceso de mujeres a los puestos vacantes y ha evaluado las competencias, conocimientos y experiencia de todos los candidatos en función de las necesidades de los órganos sociales en cada momento, valorando la dedicación que se considera necesaria para que puedan cumplir su cometido atendiendo a los principios contenidos en el Reglamento del Consejo.

C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:

Explicación de las medidas

Ver Apartado anterior.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones fue quien propuso al Consejo de Administración, en el año 2012, la propuesta de modificación de los Estatutos Sociales y del Reglamento del Consejo con el fin de incorporar las políticas de diversidad como una pauta a seguir por el Consejo en la selección de nuevos candidatos, tanto en el supuesto de cobertura de vacantes por cooptación como en el de propuesta a la Junta del nombramiento de nuevos consejeros. La institucionalización de una política que, teniendo en cuenta las necesidades de la actividad de Repsol en cada momento, promueva la diversidad profesional, internacional (de nacionalidad) y de género contribuye al enriquecimiento de la cultura interna de la empresa y enriquece los procesos de tomas de decisión al aportar nuevas experiencias y puntos de vista.

Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos

Ver Apartado anterior.

C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

Todos los accionistas con participaciones significativas y con derecho de representación proporcional están representados en el Consejo de Administración de Repsol.

C.1.8 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí

No

C.1.9 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero:

PEMEX INTERNACIONAL ESPAÑA, S.A.

Motivo del cese:

Venta por parte de Pemex de su participación en Repsol, S.A.

Nombre del consejero:

DOÑA PAULINA BEATO BLANCO

Motivo del cese:

Motivos profesionales.

C.1.10 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero:

DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL

Breve descripción:

Todas las facultades del Consejo de Administración, salvo las legal o estatutariamente indelegables.

C.1.11 Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	PETRÓLEOS DEL NORTE, S.A. , REPSOL PETRÓLEO, S.A., TAPBC ACQUISITION INC	MIEMBRO DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

C.1.12 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del consejo de administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	BANCO SABADELL. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS (ACS). S.A.	CONSEJERO
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	GRUPO EMPRESARIAL ENCE. S.A.	CONSEJERO
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	MEDIASET ESPAÑA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	GAS NATURAL SDG. S.A.	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAIXABANK. S.A.	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	ABERTIS INFRAESTRUCTURAS. S.A.	VICEPRESIDENTE 1º
DON ISIDRO FAINE CASAS	TELFÓNICA. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	THE BANK EAST OF ASIA, LIMITED	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	BANCO PORTUGUES DE INVESTIMENTO, S.A.	CONSEJERO
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	GAS NATURAL SDG. S.A.	VICEPRESIDENTE
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	TESTA INMUEBLES EN RENTA. S.A.	CONSEJERO
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	ADOLFO DOMÍNGUEZ. S.A.	CONSEJERO
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	SACYR, S.A.	PRESIDENTE-CONSEJERO DELEGADO
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A.	CONSEJERO
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	LATAM AIRLINES GROUP	CONSEJERO
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	PEUGEOT CITROEN	CONSEJERO
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	GAS NATURAL SDG, S.A.	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY	CONSEJERO

C.1.13 Indique y, en su caso explique, si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí

No

Explicación de las reglas

El artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 5 lo siguiente:

“El Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla:

(a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquéllos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y

(b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.

Excepcionalmente, y por razones debidamente justificadas, el Consejo podrá dispensar al Consejero de esta prohibición. Asimismo, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.”

C.1.14 Señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	X	
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites	X	

C.1.15 Indique la remuneración global del consejo de administración:

Remuneración del consejo de administración (miles de euros)	12.829
Importe de la remuneración global que corresponde a los derechos acumulados por los consejeros en materia de pensiones (miles de euros)	0
Remuneración global del consejo de administración (miles de euros)	12.829

C.1.16 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
DON PEDRO FERNANDEZ FRIAL	D. G. Estrategia, Control y Recursos
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	D.G. del Área Industrial y Trading hasta el 30 de abril de 2014
DOÑA BEGOÑA ELICES GARCIA	D.G. Comunicación y Presidencia
DON LUIS CABRA DUEÑAS	D.G. de Exploración y Producción
DON MIGUEL MARTÍNEZ SAN MARTÍN	D.G. Económico Financiero
DON ISIDORO MANSILLA BARREIRO	D. C. Auditoría y Control
DOÑA CRISTINA SANZ MENDIOLA	D. G. Personas y Organización
DON NEMESIO FERNANDEZ-CUESTA LUCA DE TENA	D. G. Comercial, Química y Gas & Power

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	12.512
---	--------

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del consejo que sean, a su vez, miembros del consejo de administración de sociedades de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SACYR,S.A	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	SOMAGUE S.G.P.S., S.A. (GRUPO SACYR)	CONSEJERO
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VALORIZA GESTIÓN, S.A. (GRUPO SACYR)	PRESIDENTE
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR)	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	CAIXABANK, S.A.	PRESIDENTE
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	SACYR,S.A	PRESIDENTE- CONSEJERO DELEGADO
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	TESTA INMUEBLES EN RENTA, S.A. (GRUPO SACYR)	CONSEJERO
DON ISIDRO FAINE CASAS	FUNDACION BANCARIA CAIXA D,ESTALVIS I PENSIONS DE BARCELONA	PRESIDENTE
DON ISIDRO FAINE CASAS	CRITERIA CAIXAHOLDING, S.A.U	PRESIDENTE

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del consejo de administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es titular indirecto del 7,81% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr, S.A.

Nombre o denominación social del consejero vinculado:

DON MANUEL MANRIQUE CECILIA

Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado:

SACYR,S.A

Descripción relación:

Es titular indirecto del 5,272% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.

C.1.18 Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí

No

Descripción modificaciones

El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración acordó modificar la redacción de los artículos 17 y 18 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de desarrollar y concretar el deber de lealtad de los Consejeros y extender sus obligaciones de confidencialidad.

En la misma reunión de 25 de febrero, el Consejo acordó también modificar el artículo 10 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de reforzar el régimen de aprobación de cualquier tipo de modificación estructural y otras operaciones con efectos equivalentes.

Posteriormente, el 30 de abril de 2014 el Consejo acordó modificar el apartado 1 del artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de eliminar la referencia al carácter obligatorio de primer ejecutivo para el Presidente del Consejo de Administración.

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Selección: La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, que está compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, así como el tiempo y dedicación precisos para un adecuado desempeño de su cometido.

A su vez, esta Comisión, vela para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna y deliberadamente se incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Nombramiento: La designación de los Consejeros corresponde a la Junta General, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer además en personas que cumplan con los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes las personas que se indican en el apartado 2 del artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración. Por otro lado, los Consejeros Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Independientes cuando el accionista al que representarían hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad. Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Independiente siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en el Reglamento del Consejo de Administración y su participación no sea significativa.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones sobre tales asuntos y las votaciones serán secretas.

Reelección: Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha en que se reúna la primera Junta General en la que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación: Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven. El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica.

El Consejo de Administración encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia, al menos una vez cada tres años.

Cese: Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en los demás supuestos en que así proceda conforme a la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concorra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.21 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias en virtud de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura accionarial de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Dominicales y Consejeros Independientes.

Adicionalmente, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado C.1.21 siguiente.

C.1.20 Indique si el consejo de administración ha procedido durante el ejercicio a realizar una evaluación de su actividad:

Sí

No

En su caso, explique en qué medida la autoevaluación ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones

De acuerdo con lo previsto en el artículo 45ter de los Estatutos Sociales y en el artículo 11.2 del Reglamento del Consejo de Administración, la firma independiente Egon Zhender ha llevado a cabo una evaluación externa del funcionamiento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y el de sus Comisiones durante el ejercicio 2014. El Informe que recoge las conclusiones de dicha evaluación será presentado en la sesión del Consejo de Administración prevista para el mes de marzo.
--

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

C.1.22 Indique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del consejo. En su caso, explique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí

No

Indique y, en su caso explique, si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el consejo de administración

Sí

No

Explicación de las reglas

El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que:

“En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:

- Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
- Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
- Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
- Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
- Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.”

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que “El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.”

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí

No

En su caso, describa las diferencias.

Descripción de las diferencias

La propuesta de realización de cualquier operación (incluida la escisión, segregación a favor de terceros o enajenación) que tenga por objeto o produzca como efecto que la Compañía deje de ser una empresa integrada de hidrocarburos mediante la separación o división de los negocios de Exploración y Producción (Upstream) y/o Refino y Marketing (Downstream) o la liquidación de todos o sustancialmente todos los activos dedicados a cualquiera de los indicados negocios, deberá ser sometida a la aprobación de la Junta general y requerirá para su aprobación del voto favorable de tres cuartas partes de la totalidad de los miembros del Consejo.

Asimismo, la modificación de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculados requiere el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo.

Por su parte, se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para autorizar a los Consejeros a la prestación de servicios de asesoramiento o representación a empresas competidoras de la Sociedad, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

También se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses en el marco de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación de candidatos o Consejeros.

Por último se requiere también el voto favorable de dos tercios de los miembros no incurso en conflicto de interés para la autorización de operaciones vinculadas de la Sociedad con Consejeros, accionistas significativos representados en el Consejo o personas vinculadas a ellos cuyo importe sea superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General, tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad, impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad o, se dirijan a establecer alianzas estratégicas y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. Todo ello siempre que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad, que tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones haya emitido un informe favorable y que razones de oportunidad aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General para obtener la autorización.

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del consejo de administración.

Sí No

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí No

Materias en las que existe voto de calidad
--

De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí No

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí No

C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido obligatoriedad de delegar en un consejero de la misma tipología. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su presidente. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas.

Número de reuniones del consejo	11
Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del consejo:

Comisión	Nº de Reuniones
COMISIÓN DELEGADA	6
COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL	8
COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	3

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Asistencias de los consejeros	11
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	100,00%

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al consejo para su aprobación:

Sí No

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha/han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	PRESIDENTE
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	CONSEJERO DELEGADO

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la junta general con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente y el Consejero Delegado, en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.

- Requerir periódicamente del Auditor Externo y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

C.1.33 ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

Sí

No

C.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del secretario del consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la comisión de nombramientos y aprobados por el pleno del consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese

De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros.

Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

	Sí	No
¿La comisión de nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La comisión de nombramientos informa del cese?	X	
¿El consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por el seguimiento de las recomendaciones de buen gobierno?

Sí

No

Observaciones

El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

- a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y
- b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (La Comisión de Auditoría y Control) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol dispone de la Dirección de Relación con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

C.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí No

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

C.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	845	425	1.270
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	32,00%	12,00%	21,00%

C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el presidente del comité de auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí No

C.1.39 Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	13	13
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	59,04%	59,04%

C.1.40 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí No

Detalle el procedimiento

El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo.

- La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad.

Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

C.1.41 Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí No

Detalle el procedimiento

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible.

Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

C.1.42 Indique y, en su caso detalle, si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí

No

Explique las reglas

De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.

A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

C.1.43 Indique si algún miembro del consejo de administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí

No

Indique si el consejo de administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el consejo de administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

C.1.44 Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o joint ventures con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol y Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios: 309

Tipo de beneficiario:

6 miembros del Comité de Dirección, 300 Directivos y 3 Consejeros Ejecutivos

Descripción del Acuerdo:

Directivos: La Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo. Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total en el caso de los miembros del Comité de Dirección y una anualidad de la retribución fija en el del resto de Directivos (en este último caso, con cargo a los programas de retribución plurianual de los que es titular el Directivo, de ser necesario, la empresa complementa hasta el citado importe).

Consejeros Ejecutivos: se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe Anual de Remuneraciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2015.

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de administración	Junta general
Órgano que autoriza las cláusulas	Sí	No

	Sí	No
¿Se informa a la junta general sobre las cláusulas?	X	

C.2 Comisiones del consejo de administración

C.2.1 Detalle todas las comisiones del consejo de administración, sus miembros y la proporción de consejeros dominicales e independientes que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	VOCAL	Independiente
DON LUIS SUAREZ DE LEZO MANTILLA	VOCAL	Ejecutivo
DON ISIDRO FAINE CASAS	VOCAL	Dominical
DON ANTONIO BRUFAU NIUBÓ	PRESIDENTE	Ejecutivo
DON ARTUR CARULLA FONT	VOCAL	Independiente
DON MANUEL MANRIQUE CECILIA	VOCAL	Dominical
DON HENRI PHILIPPE REICHSTUL	VOCAL	Independiente
DON RENE DAHAN	VOCAL	Dominical
DON JOSU JON IMAZ SAN MIGUEL	VOCAL	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	33,00%
% de consejeros dominicales	33,00%
% de consejeros independientes	33,00%
% de otros externos	0,00%

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
DON JAVIER ECHENIQUE LANDIRIBAR	PRESIDENTE	Independiente
DON ÁNGEL DURÁNDEZ ADEVA	VOCAL	Independiente
DON LUIS CARLOS CROISSIER BATISTA	VOCAL	Independiente

% de consejeros ejecutivos	0,00%
% de consejeros dominicales	0,00%
% de consejeros independientes	100,00%
% de otros externos	0,00%

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
DON MARIO FERNÁNDEZ PELAZ	VOCAL	Independiente
DON JUAN MARÍA NIN GÉNOVA	VOCAL	Dominical
DON JOSE MANUEL LOUREDA MANTIÑÁN	VOCAL	Dominical
DON ARTUR CARULLA FONT	PRESIDENTE	Independiente
DOÑA MARIA ISABEL GABARRÓ MIQUEL	VOCAL	Independiente

% de consejeros ejecutivos	0,00%
% de consejeros dominicales	40,00%
% de consejeros independientes	60,00%
% de otros externos	0,00%

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:

	Número de consejeras							
	Ejercicio 2014		Ejercicio 2013		Ejercicio 2012		Ejercicio 2011	
	Número	%	Número	%	Número	%	Número	%
COMISIÓN DELEGADA	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL	0	0,00%	1	25,00%	1	33,33%	1	33,33%
COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES	1	20,00%	1	20,00%	1	20,00%	1	25,00%
COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA	1	20,00%	1	20,00%	1	16,67%	1	16,67%

C.2.3 Señale si corresponden al comité de auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No
Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	

	Sí	No
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	X	
Asegurar la independencia del auditor externo	X	

C.2.4 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del consejo.

Comisión Delegada: Está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración (CdA) y un máximo de 8 Consejeros pertenecientes a las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), manteniendo una proporción semejante a la del CdA. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de 2/3 de los Consejeros. Actúan como Presidente y Secretario quienes a su vez lo son del CdA.

Esta Comisión tiene delegadas permanentemente todas las facultades del CdA excepto las legal o estatutariamente indelegables. En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de 3 miembros, la importancia del asunto lo aconsejara o así viniera impuesto por el Reglamento del CdA, los acuerdos se someterán a ratificación del CdA. Lo mismo será de aplicación para aquellos asuntos que el CdA hubiese remitido a la Comisión para su estudio reservándose la última decisión. En el resto de casos, los acuerdos adoptados por la Comisión serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior. En el año 2014 la Comisión se ha reunido en 6 ocasiones.

Comisión de Auditoría y Control: Está integrada por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser todos Independientes. Son designados por el CdA, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o de Independientes o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente que ejercerá el cargo por un periodo máximo de 4 años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado 1 año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad como miembro de la Comisión. El Secretario será el del CdA.

Esta Comisión apoya al CdA en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos, de la Auditoría Interna y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Asimismo, esta Comisión es competente para formular la propuesta sobre designación de los Auditores externos y para conocer y orientar la política, objetivos y directrices en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como elaborar un Informe anual sobre sus actividades del que da cuenta al CdA y que es de carácter público.

La Comisión establece un calendario anual de sesiones, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo considera su Presidente o lo solicitan 2 de sus miembros. En el año 2014 se ha reunido en 8 ocasiones.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones: Está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el CdA teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario; sobre la política de retribución del CdA y de los Consejeros Ejecutivos; sobre el nombramiento y cese de Altos Directivos y su política retributiva; o sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de otras obligaciones. La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes. Durante el ejercicio 2014 se ha reunido en 3 ocasiones.

Comisión de Estrategia, Inversiones y RSC: Está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser la mayoría Externos. Se designan por el CdA, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del CdA.

A esta Comisión le corresponde, entre otras funciones, informar sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia; conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en materia de RSC o revisar e informar el Informe de Responsabilidad Corporativa.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine, cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten 2 de sus miembros. Durante el ejercicio 2014 se ha reunido en 1 ocasión.

Los respectivos Presidentes de las Comisiones informan al CdA periódicamente sobre el desarrollo de las actuaciones de éstas. Asimismo, al menos una vez al año, las Comisiones evalúan su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al CdA. El Secretario de las Comisiones levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, entregándose copia de los mismos a los miembros del CdA.

C.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2014.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C.2.6 Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí

No

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPU

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo.

Órgano competente para aprobar las operaciones vinculadas

Junta General (art. 22 bis Estatutos) y Consejo (art. 22 Reglamento CdA)

Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales, las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas (i) que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones:

- a) que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad;
- b) que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y
- c) que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital presente y representado en la Junta General. No obstante, cuando concurren razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones al que se refiere la letra (b) anterior resulte favorable a la operación, y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incurso en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.

Explique si se ha delegado la aprobación de operaciones con partes vinculadas, indicando, en su caso, el órgano o personas en quien se ha delegado.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo de Administración podrán ser excepcionalmente autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	764
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	3.038
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Compras de bienes terminados o no	4.116
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	5.159
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de bienes terminados o no	11.045
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	79.704
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Compras de inmovilizado material	46.055
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	36.636
SACYR,S.A	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	239.773
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	162.746
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses abonados	5.591
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	143
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	4.908
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	15.485
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses cargados	37.194
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses devengados pero no cobrados	45
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	4.035
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de bienes terminados o no	7
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de inmovilizado financiero	15.228
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos	507.507
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	61.846
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	231.285
CAIXABANK, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras	1.606.773

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la parte vinculada	Vínculo	Naturaleza de la operación	Importe (miles de euros)
DIRECTIVOS DE LA COMPAÑÍA	GRUPO REPSOL	CONTRACTUAL	Acuerdos de financiación: préstamos	212

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo:

REPSOL EXPLORACIÓN LIBERIA (SUCURSAL)

Importe (miles de euros): 52

Breve descripción de la operación:

Prestaciones de servicios

Denominación social de la entidad de su grupo:

GREENSTONE ASSURANCE LTD.

Importe (miles de euros): 2.800

Breve descripción de la operación:

Garantías y avales prestados

Denominación social de la entidad de su grupo:

GREENSTONE ASSURANCE LTD.

Importe (miles de euros): 16

Breve descripción de la operación:

Otros ingresos

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

0 (en miles de Euros).

D.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros evitar cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera. Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incurso en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

Los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Asimismo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 el procedimiento que debe seguirse en aquellas situaciones que potencialmente puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con el Grupo Repsol, estableciendo como regla general el principio de la abstención y el deber de actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios. Por último, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, también define y regula en su apartado 3.6 el procedimiento de actuación ante situaciones que puedan dar lugar a un potencial conflicto de interés.

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí No

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedad filial cotizada

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas del grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTION DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad.

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

La Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta. La gestión de riesgos constituye un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Adicionalmente, Repsol decidió en 2013 avanzar hacia un modelo de gestión integrada con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. Para ello, la Dirección de Riesgos dentro de la Dirección General de Estrategia, Control y Recursos tiene la misión de coordinar e impulsar la gestión de riesgos existente, dándole un enfoque integrado, a través de la implantación del Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol (SGIR).

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en la nueva Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité de Dirección de la Compañía. Este nuevo modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO 31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- Liderazgo de la Alta Dirección.
- Modelo común de gestión de riesgos que se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, y que asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- En la implantación del modelo participan los Negocios y las Áreas Corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejercerá funciones de coordinación y gobierno del sistema de gestión integrada.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la competencia de aprobar la política de gestión de riesgos.

Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comité de Dirección

El Comité de Dirección aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigilará su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el Sistema de Gestión Integrada de Riesgos es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

El Sistema de Gestión de Riesgos Integrado de Repsol está alineado con el Modelo de las Tres Líneas de Defensa, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos. En este sentido, Repsol está organizado de la siguiente manera:

Unidades Gestoras de Riesgos (1ª Línea de Defensa): Estas unidades son responsables de la gestión directa del riesgo en la operativa diaria, lo que engloba las tareas de identificación, análisis, evaluación y tratamiento de los riesgos.

Unidades Supervisoras de Riesgos (2ª Línea de Defensa): Como unidades con función de gobierno especializadas en la gestión de ciertos tipos de riesgos, tienen la misión de facilitar y supervisar la implantación de prácticas de gestión de riesgos efectivas en las Unidades Gestoras y proporcionar asesoramiento para la mejora continua de la gestión de riesgos.

Dirección de Riesgos: La Dirección de Riesgos ejerce el gobierno de la función de gestión integrada de riesgos y asegura que ésta sea global, homogénea, exhaustiva e influya eficazmente sobre los procesos de toma de decisión.

Unidades de Auditoría de Riesgos (3ª Línea de Defensa): Estas unidades tienen la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

E.3 Señale los principales riesgos que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

Las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos estratégicos, operacionales y financieros. Los principales riesgos a los que se enfrenta el Grupo Repsol son:

Riesgos Estratégicos y Operacionales:

- Incertidumbre en el contexto económico actual
- Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol
- Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol
- Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos
- Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas
- Localización de las reservas
- Estimaciones de reservas de petróleo y gas
- Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas
- Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia
- La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente
- Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado
- Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica
- La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo
- El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

Riesgos Financieros:

- Riesgo de Liquidez
- Riesgo de Crédito
- Riesgo de Mercado

- Riesgo de fluctuación del tipo de cambio
- Riesgo de precio de materias primas (commodities)
- Riesgo de tipo de interés
- Riesgo de la calificación crediticia

Para más información: Ver capítulo Gestión del Riesgo (apartado “Factores de riesgo”) del Informe de Gestión Consolidado 2014 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipología de riesgo se puede expresar sobre la base de un indicador numérico (p.ej para los riesgos de mercado, crédito, etc) o bien como una directriz de gestión que establece obligaciones o limitaciones sobre actividades o comportamientos (p.ej, en riesgos operacionales).

Repsol dispone de un proceso de evaluación de riesgos basado en una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos por parte de todas las áreas responsables. La valoración se realiza en base a escalas comunes de impacto y probabilidad.

Las escalas de impacto utilizadas durante 2014 han contemplado las siguientes dimensiones: Económica u Operacional, Reputación e Imagen, y Personas.

Durante 2014, y con el propósito de obtener los diferentes Mapas de Riesgos de los Negocios y las Áreas Corporativas previo a la elaboración de un mapa de riesgos corporativo, la compañía ha puesto en marcha Talleres de Gestión de Riesgos. Cada Taller cuenta con la participación de un grupo de expertos de los negocios/ áreas de Repsol, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

En total, se han realizado 46 Talleres de Riesgos con la participación de más de 250 expertos de los negocios y áreas corporativas en los diferentes países donde la compañía tiene actividad.

E.5 Indique qué riesgos se han materializado durante el ejercicio.

Durante el ejercicio se han materializado riesgos propios de la actividad de la Sociedad, habiendo funcionado correctamente los sistemas de control establecidos por la Compañía, lo que ha permitido gestionar tales riesgos de forma adecuada.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad.

Repsol dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar de forma razonable los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en lo posible.

Los planes de respuesta se adaptan a las particularidades de cada riesgo. Entre las principales medidas adoptadas por la Compañía se encuentran, las siguientes:

- Establecimiento de objetivos, líneas estratégicas y de normativa interna (política, normas, procedimientos, manuales y guías)
- Análisis y mediciones de diferentes variables asociadas principalmente a riesgos financieros (VaR, CFaR), así como la realización de análisis de sensibilidad a factores de riesgo.
- Definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y cumplimiento: Sistema de Control Interno de Información Financiera del Grupo Repsol, Programa de Cumplimiento Normativo de las obligaciones legales formales de las personas jurídicas pertenecientes al Grupo Repsol con las Entidades; Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo.

- Contratación de coberturas de seguro

En este sentido, durante el proceso de elaboración del Mapa de Riesgos 2014 se ha trabajado en la identificación de nuevas líneas de respuesta y consolidación de las ya existentes, principalmente mediante acciones de mitigación, para aquellos riesgos más relevantes para la Compañía.

Además, la Compañía cuenta con diversas unidades de análisis, supervisión y control independiente y de respuesta, especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos, tales como:

- Gestión y Control de Riesgos Financieros
- Seguridad y Medio Ambiente
- Seguridad Corporativa
- Responsabilidad Corporativa
- Riesgos y Continuidad de Sistemas de Información
- Reporting y Control de Riesgos Fiscales
- Control de Reservas
- Seguros

Por último, la compañía dispone de una Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de verificar que los riesgos potenciales (estratégicos, operacionales y financieros) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol, se encuentren razonablemente identificados, medidos y controlados. Además, el Grupo también dispone de otras dos unidades de auditoría especializadas: de Seguridad y Medio Ambiente, y de Reservas.

F SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

F.1 Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente. El Consejo es el máximo órgano encargado de la supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera del Grupo Repsol.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, el desarrollo de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Sociedad en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los auditores de ésta, respetando siempre la independencia de los mismos.

El apartado C.1 de este Informe Anual de Gobierno Corporativo recoge la información relativa a la estructura del Consejo de Administración y a su composición.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno diferentes Comisiones, como la Comisión de Auditoría y Control de Repsol que tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables. La estructura y funcionamiento de esta Comisión viene recogida en el apartado C.2.4 de este Informe Anual de Gobierno Corporativo, donde se hace referencia expresa al régimen de nombramiento del Presidente de esta Comisión.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo en relación con los sistemas de información y control interno, le corresponde a la Comisión de Auditoría y Control, entre otras funciones, la de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Asimismo, de acuerdo con el citado Reglamento, corresponden a la Comisión de Auditoría y Control las siguientes funciones relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, así como su integridad, el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de

cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo.

- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, y el Consejero Delegado, en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.

- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.

- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría Interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de aquellas situaciones que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.

La normativa interna atribuye a la Dirección General de Personas y Organización las funciones y responsabilidades asociadas al estudio, diseño, aprobación, e implantación de las estructuras y dimensionamientos organizativos en la compañía.

Conforme a lo previsto en dicha normativa, la estructura organizativa establece el nivel jerárquico y funcional para el desarrollo normal de las diferentes áreas de actividad del Grupo y determina los niveles de responsabilidad, decisión y las funciones cada una de las unidades organizativas.

La estructura organizativa se representa en un organigrama y dimensionamiento definidos. Para la aprobación de una estructura se requieren dos roles aprobadores, el aprobador de línea y el de la DG de Personas y Organización, según unos niveles establecidos en la normativa.

El principio organizativo que rige la aprobación de estructuras se sustenta en la premisa de que una estructura no debe ser aprobada por su responsable directo, sino por el superior jerárquico de este.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido, lo que permite asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en materia de control interno.

- Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.

Además de los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, el Reglamento del Comité Interno de Transparencia y otra normativa interna, el Grupo dispone también de una "Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol", aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, que es de aplicación a todos los empleados del Grupo, incluyéndose dentro de este concepto a todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, S.A. y de las empresas de su grupo de sociedades, independientemente del tipo de contrato que determine su relación laboral, de la posición que ocupen y del lugar donde desempeñen su trabajo, así como a todas aquellas personas que hubieran sido transferidas de forma temporal a Repsol para prestar servicios profesionales (secondees). En dicha norma se desarrollan los valores del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia, fiabilidad de la información y control de registros así como el tratamiento de la información reservada y confidencial, recogiendo

obligaciones específicas en materia de registro de operaciones y elaboración de la información financiera, y el compromiso de desarrollar sus actividades de acuerdo con la legislación en vigor en todos los ámbitos de actuación y países.

Con carácter general, las nuevas incorporaciones al Grupo son informadas sobre la existencia de la Norma de Ética y Conducta, se pone a su disposición y firman un compromiso de cumplir con ella. Asimismo, se realizan, entre los empleados, acciones de comunicación y cursos formativos sobre la Norma de Ética y Conducta con el fin de reforzar el conocimiento de la misma y su adecuado cumplimiento.

La Compañía cuenta asimismo con un Manual de Bienvenida, en proceso de implantación progresiva, que reciben las personas que se incorporan a la misma y en el que se indican las normas básicas que todos los empleados deben conocer y respetar desde el primer momento de su incorporación, independientemente del área o negocio en que estén trabajando o vayan a trabajar, incluyendo un acceso directo a cada una de ellas para su consulta. La primera de dichas normas es la Norma de Ética y Conducta.

Adicionalmente, los directivos de la Compañía aceptan el cumplimiento del Estatuto del Personal Directivo, como anexo a su contrato. Dicho estatuto hace referencia a los principios en los que se debe basar su actuación profesional, así como a los valores y normativa de la Compañía con especial atención a la Norma de Ética y Conducta.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Se encuentra accesible tanto para los empleados del Grupo como para terceros, a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

El Grupo cuenta asimismo con una "Política Anticorrupción" que recoge el compromiso y los principios que deben guiar la actuación de Repsol y de todos sus empleados con respecto a la lucha contra la corrupción. Esta Política se encuentra desarrollada en la "Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol".

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un "Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores", aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la misma la difusión y el cumplimiento de sus preceptos. A estos efectos, conforme a lo previsto en dicho Reglamento, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control la supervisión de las obligaciones establecidas en el mismo y el incumplimiento de sus disposiciones tendrá la consideración de falta laboral, cuya gravedad se determinará en el procedimiento que se siga conforme a las disposiciones vigentes. Ello sin perjuicio de la infracción que pudiera derivarse por contravenir la normativa del mercado de valores y de la responsabilidad civil o penal que fuera exigible al infractor.

- Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene un canal específico a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

- Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.

La formación en Repsol está orientada a desarrollar las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo de las funciones encomendadas, complementadas con otras que propician y apoyan la progresión profesional de las personas. Se sustenta sobre iniciativas dirigidas a estructurar el conocimiento, desarrollar las habilidades y fomentar el compromiso de las personas de la Organización con los planes, la cultura y los valores de compañía a lo largo de toda la carrera profesional.

Para ello, la Compañía dispone de un amplio catálogo de actividades formativas que abarcan desde temas técnicos, que se organizan específicamente para determinados colectivos, a otras de carácter transversal, de tipo gerencial, de concienciación en seguridad, etc.

A través de la colaboración entre el Centro Superior de Formación de Repsol y cada una de las unidades del Grupo, Repsol vela por asegurar la adquisición y actualización de conocimientos fundamentales para el desempeño de la función económico administrativa, gestión de riesgos y auditoría y control interno. Para ello, se elabora una planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a largo plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no sólo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de asistencia y de la calidad de la formación impartida a cada empleado.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con acciones formativas diseñadas e impartidas por personal propio con experiencia y referentes en su ámbito, como la contratación de firmas de prestigio seleccionadas bajo criterios de calidad y especialización, además de otros recursos como conferencias, charlas, foros, talleres y bibliotecas virtuales.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- Si el proceso existe y está documentado.

El Grupo Repsol dispone de un proceso de gestión integrada de riesgos, tal y como se indica en el apartado E.1. de este Informe. Dicho proceso, establece, una metodología homogénea para la identificación y valoración de los mismos, por parte de las áreas responsables en Organización.

Como resultado del proceso descrito, se obtiene el Mapa de Riesgos del Grupo Repsol, del que forman parte los riesgos de reporte financiero.

Como elemento mitigador de dichos riesgos, el Grupo Repsol dispone de un modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo y la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que establece los modelos de informe anual de gobierno corporativo de las sociedades anónimas cotizadas.

El modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) inicialmente se desarrolló a partir del marco metodológico de COSO (1992) (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) recogido en su informe Internal Control-Integrated Framework, cuyo objetivo es contribuir a que las transacciones realizadas se registren fielmente, de conformidad con el marco contable correspondiente, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto significativo en la información contenida en las cuentas anuales consolidadas. Durante el ejercicio 2014 el modelo ha sido adaptado al nuevo Marco de COSO 2013. En este sentido la Compañía continuará avanzando la adaptación de su modelo a este nuevo Marco Integrado de Control Interno. Este modelo de control interno sobre la información financiera se encuentra articulado a través de un proceso integrado que consta de cinco componentes:

1. La existencia de un adecuado entorno de control.
 2. La identificación, análisis y evaluación de riesgos
 3. La definición e implantación de actividades de control que mitiguen los riesgos identificados.
 4. La información y comunicación, que permita conocer y asumir las distintas responsabilidades en materia de control.
 5. La supervisión del funcionamiento del sistema, con objeto de evaluar su diseño, la calidad de su rendimiento, su adaptación, implantación y efectividad.
- Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la existencia y ocurrencia de las operaciones, derechos y obligaciones, la integridad, valoración y presentación de los mismos, así como a su desglose y comparabilidad, y por tanto que pudieran generar un impacto significativo en la

fiabilidad de la información financiera, se lleva a cabo mediante la elaboración de un inventario de riesgos de reporte financiero clasificados en las siguientes categorías:

- Definición del entorno general de control.
- Seguimiento de cambios regulatorios.
- Realización de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Identificación y registro de transacciones de negocio.
- Elaboración de estados financieros consolidados.
- Reporte de la información financiera.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, tanto individuales como consolidados, así como aquellos otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar de forma relevante en la información financiera.

Cada una de las categorías de riesgo antes mencionadas, está a su vez integrada por uno o varios riesgos específicos, los cuales se asocian a los correspondientes epígrafes de los estados financieros, a los respectivos procesos y a las diferentes sociedades del Grupo alcanzadas en el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera. En este sentido, tal y como se recoge en el apartado F.3.1, se dispone de un proceso que permite la identificación, determinación y actualización periódica del inventario de sociedades que integran el Grupo Repsol, a partir del cual se determina el perímetro de consolidación.

Para todos y cada uno de estos riesgos también se analiza de forma específica el factor de fraude de reporte financiero por tratarse de un elemento relevante en el diseño, implantación y evaluación del modelo de control interno. Dicho análisis se desarrolla teniendo en cuenta, principalmente, las referencias que, en relación a la consideración del factor del fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO 2013, (“Assesses Fraud Risk” Principle 8) y en el marco de la AICPA (American Institute of Certified Public Accountants) en su documento “Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit”, Section 316 (Standard Auditing Statement 99).

Por último, para todos y cada uno de los riesgos de reporte financiero, se establece cuál es la valoración del impacto que el mismo podría causar así como su probabilidad de ocurrencia. Como resultado de ambas magnitudes se determina la severidad de cada uno de los riesgos.

El inventario de riesgos se revisa con periodicidad anual de conformidad con el proceso de gestión integrada de riesgos del Grupo Repsol tal y como se indica en el apartado E.1. del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

- La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.

El Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, y con el objetivo de mitigar sus efectos potenciales, se definen e implantan una serie de actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluido las situaciones de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Para ello, una vez realizada la identificación y actualización periódica del inventario de riesgos de reporte financiero, se establece el modelo de alcances del sistema de control interno sobre la información financiera, en el que se determinan los procesos y sociedades que deben ser alcanzados por su relevancia y materialidad. En dicha identificación se tienen en cuenta tanto criterios de índole cuantitativa como cualitativa.

Para asegurar la integridad en el modelo de alcances es preciso la identificación y actualización periódica del perímetro de consolidación a partir del cual se elaboran los estados financieros consolidados. Para ello existe un proceso de identificación de los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo, y de determinación, de acuerdo con los criterios contables aplicables y de la estructura de control existente en cada una de ellas, de las sociedades que integran el perímetro de consolidación.

En la determinación de las sociedades alcanzadas en el SCIIF del Grupo se tienen en cuenta aquellas en las que se ejerce, directa o indirectamente el control, entendido como la capacidad de dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de las actividades. Por tanto, no se incluyen en el modelo aquellas sociedades en las que existe control conjunto, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control, y por lo tanto no se tiene la facultad exclusiva de implantar un sistema de control propio, de modificar los controles que pudiesen existir en dichas sociedades, ni de evaluar la efectividad de los mismos. Sí se incluyen, no obstante, controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por las sociedades de control conjunto para su incorporación a los estados financieros consolidados.

- Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.

El SCIIF del Grupo Repsol, en su definición y diseño, y con el fin de garantizar que las transacciones realizadas se registran fielmente desde su origen, tiene en cuenta otras tipologías de riesgos, que pueden afectar a la consecución de

los objetivos de la organización, tanto de tipo operacional y estratégico, como de cumplimiento, en la medida que pueden afectar de forma relevante a la elaboración de los estados financieros.

En este sentido el SCIIF del Grupo constituye un proceso integrado, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores en el proceso de elaboración de los estados financieros, tanto individuales como consolidados.

Adicionalmente, el Grupo Repsol contempla en el proceso de identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, aquellos identificados en otras Unidades del Grupo que pudieran afectar de forma significativa a la elaboración de los estados financieros.

- Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.

El Consejo de Administración se reserva la competencia de aprobar la política de gestión de riesgos.

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

El Comité de Dirección aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigila su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control tiene la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

- F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

El Grupo Repsol ha implantado su Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) en base al marco metodológico de COSO 2013 (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) recogido en su informe Internal Control-Integrated Framework como apoyo a la organización para lograr sus objetivos en función de los cinco componentes del control interno:

1. Entorno de control.
2. Evaluación de riesgos
3. Actividades de control
4. información y comunicación
5. Actividades de supervisión

El Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) está integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, recogidos en los procedimientos que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 de este Informe Anual de Gobierno Corporativo en relación a los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración y la Comisión de Auditoría y Control, seguidamente se detallan aquellos órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo, que tienen asignados procesos relevantes en esta materia:

Presidente del Consejo de Administración y Consejero Delegado.

Al cierre del ejercicio, todos los dueños de los controles que integran el SCIIF, emiten un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una certificación anual, que a través de un proceso ascendente a lo largo de la estructura organizativa, concluye con la certificación del Presidente del Consejo de Administración y del Consejero Delegado.

Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente la situación financiera así como el resultado de las operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente del Consejo de Administración y al Consejero Delegado.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene asignadas, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (i) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (ii) dicha información es recopilada y comunicada a los órganos de Dirección y Administración del Grupo, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información que deba ser comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.
- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por los responsables de las unidades encargadas de las funciones económico y fiscal, servicios jurídicos, comunicación, estrategia, auditoría y control, relaciones con inversores, gobierno corporativo, control de reservas, planificación y control de gestión, personas y organización y de los negocios.

Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles”:

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como “dueños de los controles” son las responsables de asegurar el adecuado diseño y vigencia de los procesos, así como la vigencia, ejecución y adecuado funcionamiento de los controles, asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

- La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, como resultado del proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.
- La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, el asesoramiento de carácter tributario, el seguimiento, evaluación e implantación de los cambios normativos, la identificación, control, seguimiento, evaluación y gestión de los riesgos fiscales, y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.
- La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.
- La Unidad que garantiza la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito y que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio.
- La Unidad que establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo interno y define el Plan Anual de Formación.
- La Unidad que asegura que las estimaciones de las reservas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.
- Las Unidades responsables de la función jurídica en el Grupo que proporcionan el asesoramiento en derecho y la dirección y defensa legal de éste en toda clase de procesos o asuntos contenciosos, proporcionando soporte jurídico a las actuaciones, derechos y expectativas del Grupo, con la finalidad de dotarlos de eficacia y seguridad jurídica, y de minimizar posibles riesgos legales.

Procesos, actividades y controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Normativa interna corporativa.
- Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.
- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.
- Flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF.
- Inventario de controles identificados en los distintos procesos.
- Resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles.
- Certificaciones de la vigencia y efectividad emitidas para cada ejercicio.

El sistema de control interno sobre la información financiera se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, y con el objetivo de mitigar sus efectos potenciales, se definen

e implantan una serie de actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluido las situaciones de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Tal y como se ha indicado anteriormente, el modelo del SCIIF abarca al conjunto de procesos relevantes y materiales para la elaboración, revisión y posterior divulgación tanto de los estados financieros individuales, como de los consolidados del Grupo Repsol, así como del resto de la información financiera. Cada uno de estos procesos está compuesto de una serie de actividades a las que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de objetivos de control con el propósito de mitigar los riesgos asociados en dichas actividades correspondientes a errores potenciales relacionados con la identificación, registro, valoración, presentación y desglose de las transacciones en el proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles destinados a cubrir los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Manuales: aquellos en cuya ejecución no se ven involucradas herramientas o aplicaciones informáticas.
- Automáticos: aquellos en cuya ejecución se ven involucradas herramientas o aplicaciones informáticas.
- Controles generales del ordenador: aquellos que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones consideradas relevantes para el reporte financiero.

Estos tres tipos de controles a su vez pueden caracterizarse como:

- Preventivos: su objetivo es prevenir la existencia de errores o de situaciones de fraude que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.
- Detectivos: su objetivo es detectar errores o situaciones de fraude ya acaecidos y que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

El proceso de elaboración de la información financiera requiere, en ocasiones, realizar suposiciones y estimaciones que pueden afectar al importe de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los gastos e ingresos reconocidos. Estas estimaciones pueden verse afectadas, entre otras causas, por cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera, en concreto las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas, las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y la valoración de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

Asimismo los órganos antes mencionados son informados de forma regular, sobre cualquier asunto ocurrido que pueda afectar a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo.

Asimismo periódicamente monitorizan las principales variables de entorno que tengan o puedan tener un impacto, directo o a través de estimaciones y valoraciones, en la cuantificación de activos, pasivos, ingresos o gastos del Grupo.

F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

El Grupo Repsol dispone de un cuerpo normativo específico en su área de Sistemas de Información, basado en el estándar internacional ISO 27001, mediante el que se establecen los principios generales de actuación para los diferentes procesos de dicha área.

Considerando que los flujos de transacciones del Grupo se realizan fundamentalmente mediante sistemas de información, se ha establecido un Marco de Control de los Sistemas de Información, formado por un conjunto de controles denominados "controles generales de ordenador" que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida y tratada en las aplicaciones relevantes para el reporte financiero.

Los sistemas vinculados al proceso de elaboración de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos en el cuerpo normativo y son auditados para verificar el adecuado funcionamiento del Marco de Control de los Sistemas de Información a través de la validación de los controles generales de ordenador que lo conforman.

Estos controles generales de ordenador agrupados en las áreas de: seguridad de acceso, ciclo de vida de desarrollo de sistemas y aseguramiento de las operaciones, permiten garantizar la consecución de diversos objetivos de control dentro de la evaluación de SCIIF ya que presentan las siguientes características:

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones, ya que se encuentran integrados en la lógica de estas, con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.
- Se aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información son completas y precisas, y las salidas correctas.

El alcance de los controles generales de ordenador cubre las aplicaciones relevantes para el reporte financiero y los elementos de infraestructura que dan servicio a dichas aplicaciones (por ej. plataformas técnicas, servidores, bases de datos, centros de proceso de datos, etc.).

El Grupo Repsol ha desarrollado un modelo de segregación de funciones en los sistemas con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de errores (intencionados o no), y en especial el factor del fraude en el proceso de reporte de la información financiera. Se han definido e implantado matrices de incompatibilidades en las aplicaciones que soportan los procesos relevantes alcanzados por el SCIIF, permitiendo monitorizar de forma continua los conflictos y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecuten de acuerdo a los perfiles definidos.

F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

El Grupo Repsol supervisa el sistema de control interno en relación con las actividades que efectúan los terceros subcontratados en procesos alcanzados por el sistema de control interno del Grupo. Para ello requiere un informe (ISAE 3402 o SSAE16 Tipo 2) avalado por un tercero que garantice la calidad del servicio prestado y la existencia y efectividad de un entorno de control de características similares a las del Grupo.

Esta supervisión se efectúa en función de que los terceros subcontratados sean propietarios de una aplicación alcanzada en el SCIIF en cuyo caso existe un control general de ordenador que monitoriza a estos terceros. De acuerdo con este control las áreas de Sistemas de Información del Grupo realizan un seguimiento de los servicios contratados a terceros, siguiendo las directrices marcadas en los controles generales de ordenador, y todo ello para garantizar razonablemente que los proveedores del servicio dispongan de un entorno de control similar al existente en el Grupo Repsol o, en su caso, otro alternativo que permita cumplir con los estándares internacionales en los que se basan dichos modelos de control.

Igualmente el Grupo Repsol supervisa a través de pruebas sustantivas de testing a los terceros subcontratados que intervienen en alguno de los procesos alcanzados por el SCIIF, solicitando a los mismos el informe emitido por su auditor (formato SOC1, o similar).

En relación a los aspectos relativos a la evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes que puedan afectar de modo material a la información financiera, la Unidad de Control de Reservas revisa la valoración sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas, a través de auditorías internas y externas. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

El Grupo cuenta con una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los estados financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente de forma periódica a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

Asimismo se dispone de manuales de criterios contables en los que se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan periódicamente y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se encuentran disponibles a través de la red interna de comunicación.

F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y parametrización centralizados que, junto con los manuales de criterios contables, permiten asegurar la integridad y homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de las cuentas anuales. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales de ordenador definidos para los sistemas de información. (Ver apartado F.3.2) de este Informe Anual de Gobierno Corporativo.

F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:

F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación así como la integridad de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables, así como de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

La Comisión de Auditoría y Control analiza y aprueba, en su caso, la planificación anual de auditoría interna, así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de las actividades del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control y riesgos del Grupo (operacionales, estratégicos, financieros y de cumplimiento).

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control depende de la Comisión de Auditoría y Control y ejerce la función de auditoría y control conforme a estándares internacionales alineados con las mejores prácticas del mercado, así como a los requerimientos de los diferentes marcos regulatorios que resultan de aplicación en los países donde el Grupo Repsol realiza negocios y actividades. Con el fin de asegurar la calidad en el ejercicio de la función, dispone de un "Plan de Aseguramiento y mejora de la calidad", que se evalúa periódicamente, y de cuyos resultados es informada la Comisión de Auditoría y Control.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control es la encargada de evaluar la razonabilidad y suficiencia del diseño y del funcionamiento de los Sistemas de Control Interno y Gestión de Riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando los siguientes objetivos de control:

- Que los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente.
- Que las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.
- Que las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes, regulaciones y contratos aplicables, así como con las políticas, normas o procedimientos vigentes.
- Que los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.
- Que la información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora y reporta de forma adecuada.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control apoya la labor de supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) realizada por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas, siendo esta Dirección un apoyo para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control comunica a los dueños de los controles cualquier debilidad o incidencia detectada en el proceso de actualización y evaluación del SCIIF.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia, a la Comisión de Auditoría y Control y al Consejo de Administración sobre los resultados de la evaluación del SCIIF así como de las deficiencias detectadas en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2014, no habiéndose detectado salvedades, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO 2013.

F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control como ha quedado reflejado en el punto F.5.1, de este informe anual de Gobierno Corporativo, informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas.

La Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

F.6 Otra información relevante

[Texto del punto F.6]

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

F.7.1. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2014.

G GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

1. Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Ver epígrafes: A.10, B.1, B.2, C.1.23 y C.1.24.

Cumple

Explique

2. Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:

a) Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

b) Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.

Ver epígrafes: D.4 y D.7

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

3. Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la junta general de accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:

a) **La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante “filialización” o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;**

b) **La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;**

c) **Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.**

Ver epígrafe: B.6

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

4. Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la junta general, incluida la información a que se refiere la recomendación 27 se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la junta.

Cumple

Explique

5. Que en la junta general se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:

a) **Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;**

b) **En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.**

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

6. Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.

Cumple

Explique

7. Que el consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.

Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

8. Que el consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:

a) Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:

i) El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;

ii) La política de inversiones y financiación;

iii) La definición de la estructura del grupo de sociedades;

iv) La política de gobierno corporativo;

v) La política de responsabilidad social corporativa;

vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;

vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: C.1.14, C.1.16 y E.2

b) Las siguientes decisiones :

i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la junta general;

v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el consejo, o con personas a ellos vinculados (“operaciones vinculadas”).

Esa autorización del consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del comité de auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la comisión delegada, con posterior ratificación por el consejo en pleno.

Ver epígrafes: D.1 y D.6

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto el apartado:

a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

9. Que el consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: C.1.2

Cumple

Explique

10. Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Ver epígrafes: A.3 y C.1.3.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

11. Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.

Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo, y no tengan vínculos entre sí.

Ver epígrafes: A.2, A.3 y C.1.3

Cumple

Explique

12. Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple

Explique

13. Que el carácter de cada consejero se explique por el consejo ante la junta general de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Ver epígrafes: C.1.3 y C.1.8

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

14. Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, la comisión de nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:

a) Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;

b) La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.4, C.1.5, C.1.6, C.2.2 y C.2.4.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

15. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las comisiones relevantes la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del consejero delegado o primer ejecutivo.

Ver epígrafes: C.1.19 y C.1.41

Cumple Cumple parcialmente Explique

16. Que, cuando el presidente del consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el consejo de su presidente.

Ver epígrafe: C.1.22

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

17. Que el secretario del consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del consejo:

a) Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;

b) Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la junta, del consejo y demás que tenga la compañía;

c) Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del secretario, su nombramiento y cese sean informados por la comisión de nombramientos y aprobados por el pleno del consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el reglamento del consejo.

Ver epígrafe: C.1.34

Cumple Cumple parcialmente Explique

18. Que el consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Ver epígrafe: C.1.29

Cumple Cumple parcialmente Explique

19. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones.

Ver epígrafes: C.1.28, C.1.29 y C.1.30

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

20. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

21. Que el consejo en pleno evalúe una vez al año:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo;

b) Partiendo del informe que le eleve la comisión de nombramientos, el desempeño de sus funciones por el presidente del consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;

c) El funcionamiento de sus comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.

Ver epígrafes: C.1.19 y C.1.20

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

22. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del consejo. Y que, salvo que los estatutos o el reglamento del consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al presidente o al secretario del consejo.

Ver epígrafe: C.1.41

Cumple

Explique

23. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: C.1.40

Cumple

Explique

24. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

25. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

- a) Que los consejeros informen a la comisión de nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;
- b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: C.1.12, C.1.13 y C.1.17

Cumple Cumple parcialmente Explique

26. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el consejo a la junta general de accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el consejo:

- a) A propuesta de la comisión de nombramientos, en el caso de consejeros independientes.
- b) Previo informe de la comisión de nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple Cumple parcialmente Explique

27. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico;
- b) Otros consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.

Cumple Cumple parcialmente Explique

28. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Ver epígrafes: A.2 , A.3 y C.1.2

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

29. Que el consejo de administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el consejo previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECC/461/2013.

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultados de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del consejo vengán propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 11.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.9, C.1.19 y C.1.27

Cumple

Explique

30. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital, el consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el consejo dé cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.1.42, C.1.43

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

31. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo.

Y que cuando el consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta Recomendación alcanza también al secretario del consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

32. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafe: C.1.9

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

No aplicable

33. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

34. Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.

Cumple Explique No aplicable

35. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple Explique No aplicable

36. Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Cumple Explique No aplicable

37. Que cuando exista comisión delegada o ejecutiva (en adelante, "comisión delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo y su secretario sea el del consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.6

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

38. Que el consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión delegada y que todos los miembros del consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión delegada.

Cumple Explique No aplicable

39. Que el consejo de administración constituya en su seno, además del comité de auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una comisión, o dos comisiones separadas, de nombramientos y retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del comité de auditoría y de la comisión o comisiones de nombramientos y retribuciones figuren en el reglamento del consejo, e incluyan las siguientes:

a) Que el consejo designe los miembros de estas comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada comisión;

delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;

b) Que dichas comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la comisión.

c) Que sus presidentes sean consejeros independientes.

d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del consejo.

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

40. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la comisión de auditoría, a la comisión de nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de cumplimiento o gobierno corporativo.

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple

Explique

41. Que los miembros del comité de auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

Cumple

Explique

42. Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del comité de auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.

Ver epígrafe: C.2.3

Cumple

Explique

43. Que el responsable de la función de auditoría interna presente al comité de auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

44. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales...) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;

b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;

c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;

d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Ver epígrafe: E

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

45. Que corresponda al comité de auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Que los principales riesgos identificados como consecuencia de la supervisión de la eficacia del control interno de la sociedad y la auditoría interna, en su caso, se gestionen y den a conocer adecuadamente.

b) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

b) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

Ver epígrafes: C.1.36, C.2.3, C.2.4 y E.2

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

46. Que el comité de auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple

Explique

47. Que el comité de auditoría informe al consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

- a) **La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.**

- b) **La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.**

- c) **Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra comisión de las de supervisión y control.**

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

48. Que el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el presidente del comité de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: C.1.38

Cumple

Cumple parcialmente

Explique

49. Que la mayoría de los miembros de la comisión de nombramientos -o de nombramientos y retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: C.2.1

Cumple

Explique

No aplicable

50. Que correspondan a la comisión de nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

- a) **Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.**

- b) **Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.**

c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al consejo.

d) Informar al consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

51. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la comisión de nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

52. Que corresponda a la comisión de retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al consejo de administración:

i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: C.2.4

Cumple Cumple parcialmente Explique No aplicable

53. Que la comisión de retribuciones consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple Explique No aplicable

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.

2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.

Se hace constar que los datos contenidos en este informe se refieren al ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2014, salvo en aquellas cuestiones en las que específicamente se señale otra fecha de referencia.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 9 de enero de 2015, el Consejero Delegado de Repsol, en ejercicio de la delegación de facultades conferida a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad de 28 de mayo de 2014 –haciendo uso, a su vez, de las facultades delegadas en el acuerdo de aumento de capital aprobado dentro del punto sexto del orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014- procedió a completar y declarar cerrada la ejecución del aumento de capital social liberado de Repsol de forma que el capital social actual de la Compañía es de 1.374.694.217 euros, representado por 1.374.694.217 acciones y 1.374.694.217 derechos de voto.

2. Nota sobre el apartado A.2.

Los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2014 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Se hace constar que La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. y Vidacaixa, S.A. La información relativa a La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 20 de octubre de 2014.

Asimismo, se hace constar que Blackrock ostenta su participación a través de distintas filiales controladas, todas ellas con una política de voto común. La información relativa a Blackrock se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 25 de junio de 2014.

De acuerdo con la última información disponible por la Sociedad en el momento de formulación de las cuentas anuales, los accionistas con participaciones significativas han quedado de la siguiente manera:

Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (1) 11,71

Sacyr , S.A. (2) 8,89

Temasek Holdings (Private) Limited (3) 6,03

Blackrock, Inc.(4) 3,09

(1) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A. y Vidacaixa, S.A.

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

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

(4) Blackrock ostenta su participación a través de distintas filiales controladas, todas ellas con una política de voto común.

La información relativa a Blackrock se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 25 de junio de 2014 sobre la cifra de capital social a dicha fecha.

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2014, del 0,56%, ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia la ampliación de capital liberada, parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el Registro Mercantil el 14 de enero de 2015, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2014. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos del mencionado cálculo, el Grupo recibió la parte proporcional de acciones nuevas, correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera antes de la ampliación.

4. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 9ª de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 4 de junio, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión de los Mercados y la Competencia.

5. Nota sobre el apartado C.1.15

El importe total indicado se corresponde, de acuerdo con las instrucciones de este Informe, con el importe declarado como remuneración total devengada según el cuadro c) "Resumen de remuneraciones" del apartado D.1. del Informe de Remuneraciones de los consejeros del Grupo Repsol.

Por otra parte, los derechos acumulados a 31 de diciembre de 2014 por el Consejero Secretario General D. Luis Suárez de Lezo en materia de previsión asciende a 2.072 miles de euros, habiéndose dotado durante el ejercicio 2014 la cantidad de 202 miles de euros.

En relación con el Consejero Delegado, D. Josu Jon Imaz, los derechos acumulados a 31 de diciembre de 2014 en materia de previsión ascienden a 833 miles de euros, habiéndose dotado durante el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2014 y el 31 de diciembre de 2014 la cantidad de 173 miles de euros.

En relación con el Presidente, D. Antonio Brufau, por acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición del mismo, Repsol dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión, para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiéndose el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido a este respecto.

No existen otros compromisos por pensión con otros miembros del Consejo de Administración.

6. Nota sobre el apartado C.1.16

En el epígrafe de "Remuneración total alta dirección" se incluyen los siguientes:

- Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2014.
- La retribución variable anual de los miembros de la Alta Dirección devengada durante 2014 y la plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2011-2014.
- Plan de Fidelización: El 31 de mayo de 2014 se cumplió el periodo de consolidación del 1º Ciclo del Plan de Fidelización. Como consecuencia de ello y de acuerdo con lo recogido en la Nota 28 de la Memoria, la Alta Dirección consolidó derechos a la entrega de 13.893 acciones brutas valoradas a un precio de 20,905 euros por acción. Estos importes se han incluido dentro del concepto de retribución en especie.

Por otra parte, los derechos acumulados para atender las obligaciones contraídas en materia de previsión con los actuales miembros de la Alta Dirección, ascienden a 20.137 miles de euros, de los cuales 1.815 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2014.

7. Nota sobre el apartado D.2

El 4 de junio de 2014, Petróleos Mexicanos (PEMEX) comunicó a la CNMV la finalización de un proceso de colocación acelerada entre inversores cualificados de un total de 104.057.057 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 7,86% del capital social a dicha fecha. Desde ese momento, PEMEX dejó de tener la consideración de accionista significativo de Repsol, S.A. También el 4 de junio de 2014 Pemex International España S.A.U. (filial del grupo PEMEX) comunicó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol, momento a partir del cual, PEMEX perdió la consideración de parte vinculada de Repsol.

Las operaciones vinculadas de PEMEX hasta la fecha en la que perdió la condición de parte vinculadas son las siguientes:

PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Contractual Compra de bienes terminados o no 1.514.531
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Otras 2
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Otras 346
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Contractual Intereses cargados 2
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Prestaciones de servicios 104
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Venta de bienes terminados o no 52.631
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Comercial Otras 814
PETRÓLEOS MEXICANOS GRUPO REPSOL Societaria Dividendos y otros beneficios distribuidos 18.275

Respecto a los compromisos adquiridos con Sacyr, S.A., se corresponden con el volumen de compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre de 2014 neto de los compromisos de venta.

El dato de arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee a 31 de diciembre de 2014 otras operaciones por 1.607 millones de euros con el Grupo "La Caixa", dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 1.000 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de interés por 74 millones de euros.

8. Nota sobre el apartado D.4

Para las operaciones con partes vinculadas con entidades del Grupo establecidas en paraísos o territorios considerados como paraíso fiscal, se informa de todas aquellas operaciones que Repsol S.A. puedan haber efectuado con dichas sociedades por los importes correspondientes a las sociedades individuales, sin haber considerado eliminaciones de consolidación.

Se han considerado aquellas operaciones con sociedades del Grupo cuyo domicilio fiscal este establecido en alguno de los territorios la lista de paraísos fiscales data de 1991 (RD 1080/1991), excluyendo aquellos que, y de acuerdo a la dicha norma, exista un Convenio firmado para evitar la doble imposición o un Acuerdo para el intercambio de información.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 25/02/2015.

Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí

No

Repsol, S.A.

Informe de Auditor Referido al
Sistema de Control Interno sobre
la Información Financiera

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol, S.A:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol (el “Grupo”), contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014 adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2014, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013).

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, usos o ventas no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a periodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

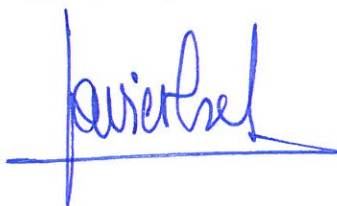
El Consejo de Administración de Repsol, S.A. es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2014, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013). Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2014 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y demás normativa vigente.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los Administradores del Repsol, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2015 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.



Javier Ares San Miguel

25 de febrero de 2015

E. INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 (*Información no auditada*).

INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (Información no auditada)

A continuación se incluye información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol.

Esta información incluye los siguientes desgloses:

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;
- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, y utiliza como referencia los criterios de desglose recogidos en el Topic 932 del “Financial Accounting Standards Board” (FASB).

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el “SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System” referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH “Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook” conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas (ver Nota 3 “Estimaciones y juicios contables” de las Cuentas Anuales consolidadas 2015).

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados relativos a las actividades de exploración y producción, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Millones de euros								
	<u>Total</u>	<u>Europa</u>	<u>Venezuela</u>	<u>Perú</u>	<u>Estados Unidos</u>	<u>Resto de América</u>	<u>África</u>	<u>Asia</u>	<u>Oceanía</u>
<u>A 31 de diciembre de 2013</u>									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	6.350	342	47	786	2.421	1.545	1.209	-	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	2.623	25	-	154	2.088	11	257	88	-
	8.973	367	47	940	4.509	1.556	1.466	88	-
Equipos e instalaciones auxiliares	1.049	285	10	-	386	128	240	-	-
Total costes capitalizados	10.022	652	57	940	4.895	1.684	1.706	88	-
Amortización y provisión acumulada	(3.852)	(501)	(12)	(83)	(1.428)	(1.024)	(804)	-	-
Importes netos (1).....	6.170	151	45	857	3.467	660	902	88	-
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	3.804	-	768	-	-	2.785	-	251	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	957	-	-	-	-	860	22	75	-
	4.761	-	768	-	-	3.645	22	326	-
Equipos e instalaciones auxiliares	1.300	-	246	-	-	1.054	-	-	-
Total costes capitalizados	6.061	-	1.014	-	-	4.699	22	326	-
Amortización y provisión acumulada	(2.489)	-	(290)	-	-	(2.160)	-	(39)	-
Importes netos (1).....	3.572	-	724	-	-	2.539	22	287	-

Millones de euros									
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
<u>A 31 de diciembre de 2014</u>									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	7.500	360	61	950	2.954	1.759	1.416	-	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	3.139	73	-	42	2.478	76	391	79	-
	10.639	433	61	992	5.432	1.835	1.807	79	-
Equipos e instalaciones auxiliares	1.542	290	11	-	769	179	293	-	-
Total costes capitalizados	12.181	723	72	992	6.201	2.014	2.100	79	-
Amortización y provisión acumulada	(5.266)	(560)	(13)	(135)	(2.413)	(1.156)	(989)	-	-
Importes netos (1).....	6.915	163	59	857	3.788	858	1.111	79	-
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	5.328	-	811	-	-	4.345	-	172	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	873	-	-	-	-	798	24	51	-
	6.201	-	811	-	-	5.143	24	223	-
Equipos e instalaciones auxiliares	1.699	-	670	-	-	1.029	-	-	-
Total costes capitalizados	7.900	-	1.481	-	-	6.172	24	223	-
Amortización y provisión acumulada	(3.348)	-	(374)	-	-	(2.919)	-	(55)	-
Importes netos (1).....	4.552	-	1.107	-	-	3.253	24	168	-
Millones de euros									
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
<u>A 31 de diciembre de 2015</u>									
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	16.283	713	74	1.023	6.295	3.480	1.883	2.815	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	10.080	150	-	40	4.399	2.815	318	1.918	440
	26.363	863	74	1.063	10.694	6.295	2.201	4.733	440
Equipos e instalaciones auxiliares	1.972	330	18	22	1.021	189	390	2	-
Total costes capitalizados	28.335	1.193	92	1.085	11.715	6.484	2.591	4.735	440
Amortización y provisión acumulada	(9.640)	(768)	(72)	(192)	(4.128)	(2.186)	(1.423)	(752)	(119)
Importes netos	18.695	425	20	893	7.587	4.298	1.168	3.983	321
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	7.491	-	1.230	-	-	6.082	-	179	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas.....	1.045	-	-	-	-	1.008	-	37	-
	8.536	-	1.230	-	-	7.090	-	216	-
Equipos e instalaciones auxiliares	2.362	-	1.139	-	-	1.223	-	-	-
Total costes capitalizados	10.898	-	2.369	-	-	8.313	-	216	-
Amortización y provisión acumulada	(4.525)	-	(568)	-	-	(3.890)	-	(67)	-
Importes netos	6.373	-	1.801	-	-	4.423	-	149	-

(1) No incluye costes capitalizados asociados a activos mantenidos para la venta en 2014 y 2013 por importe de 293 y 155 millones de euros, respectivamente.

Costes soportados

Los costes soportados representan importes capitalizados o cargados a gastos durante el año por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración y desarrollo.

<u>Al 31 de diciembre de 2013</u>	Millones de euros								
	<u>Total</u>	<u>Europa</u>	<u>Venezuela</u>	<u>Perú</u>	<u>Estados Unidos</u>	<u>Resto de América</u>	<u>África</u>	<u>Asia</u>	<u>Oceanía</u>
Sociedades Consolidadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	28	-	-	-	28	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	371	-	-	-	371	-	-	-	-
Costes de exploración	770	164	-	34	247	110	89	104	22
Costes de desarrollo	569	1	15	87	290	128	48	-	-
TOTAL	1.738	165	15	121	936	238	137	104	22

Sociedades Participadas

Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	29	-	-	-	-	-	-	29	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	78	-	-	-	-	-	-	78	-
Costes de exploración	213	-	-	-	-	209	4	-	-
Costes de desarrollo	780	-	277	-	-	437	-	66	-
TOTAL	1.100	-	277	-	-	646	4	173	-

<u>Al 31 de diciembre de 2014</u>	Millones de euros								
	<u>Total</u>	<u>Europa</u>	<u>Venezuela</u>	<u>Perú</u>	<u>Estados Unidos</u>	<u>Resto de América</u>	<u>África</u>	<u>Asia</u>	<u>Oceanía</u>
Sociedades Consolidadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	34	-	-	-	34	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	20	-	-	-	20	-	-	-	-
Costes de exploración	1.346	211	-	67	442	167	306	145	8
Costes de desarrollo	567	30	15	(34)	305	189	62	-	-
TOTAL	1.967	241	15	33	801	356	368	145	8

Sociedades Participadas

Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	95	-	-	-	-	93	1	1	-
Costes de desarrollo	980	-	366	-	-	592	-	22	-
TOTAL	1.075	-	366	-	-	685	1	23	-

<u>Al 31 de diciembre de 2015</u>	Millones de euros								
	<u>Total</u>	<u>Europa</u>	<u>Venezuela</u>	<u>Perú</u>	<u>Estados Unidos</u>	<u>Resto de América</u>	<u>África</u>	<u>Asia</u>	<u>Oceanía</u>
Sociedades Consolidadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas (1).....	6.666	354	-	-	2.191	1.217	203	2.625	76
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas (1).....	7.213	102	-	-	2.217	2.631	165	1.765	333
Costes de exploración	1.365	176	-	33	644	108	257	130	17
Costes de desarrollo	760	65	2	(41)	367	185	100	84	(2)
TOTAL	16.004	697	2	(8)	5.419	4.141	725	4.604	424

Sociedades Participadas

Adquisiciones de propiedades con reservas probadas (1).....	358	-	-	-	-	358	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas (1).....	91	-	-	-	-	91	-	-	-
Costes de exploración	118	12	-	-	-	104	1	1	-
Costes de desarrollo	1.481	200	535	-	-	728	-	18	-
TOTAL	2.048	212	535	-	-	1.281	1	19	-

(1) A 31 de diciembre de 2015 incluye, fundamentalmente, la incorporación de los activos de exploración, desarrollo y producción relacionados con la adquisición de Talisman Energy Inc. por importe de 14.178 millones de euros, de los cuales 13.729 millones de euros corresponden a sociedades consolidadas y 449 millones de euros a sociedades participadas.

Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos del Grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Millones de euros								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
2013									
Sociedades Consolidadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	503	-	8	203	39	223	30	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.722	197	-	105	729	376	315	-	-
Otros ingresos	620	-	-	-	-	27	593	-	-
Total ingresos	2.845	197	8	308	768	626	938	-	-
Costes de producción (1).....	(584)	(22)	(22)	(137)	(37)	(261)	(105)	-	-
Gastos de exploración	(433)	(152)	-	(6)	(59)	(108)	(58)	(28)	(22)
Otros gastos.....	(34)	(5)	-	-	(1)	(26)	(2)	-	-
Amortizaciones y provisiones (3)	(581)	(120)	(2)	(21)	(305)	(86)	(46)	(1)	-
Beneficio antes de impuestos	1.213	(102)	(16)	144	366	145	727	(29)	(22)
Impuestos sobre beneficios	(722)	62	(11)	(43)	(145)	(55)	(529)	(2)	1
Resultado de las actividades	491	(40)	(27)	101	221	90	198	(31)	(21)
Sociedades Participadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.410	-	452	-	-	771	-	187	-
Venta a sociedades del Grupo	469	-	-	-	-	469	-	-	-
Otros ingresos.....	7	-	-	-	-	7	-	-	-
Total ingresos	1.886	-	452	-	-	1.247	-	187	-
Costes de producción (1).....	(689)	-	(200)	-	-	(372)	-	(117)	-
Gastos de exploración	(186)	-	-	-	-	(183)	(3)	-	-
Otros gastos.....	8	-	(2)	-	-	10	-	-	-
Amortizaciones y provisiones (3).....	(323)	-	(42)	-	-	(250)	-	(31)	-
Beneficio antes de impuestos	696	-	208	-	-	452	(3)	39	-
Impuestos sobre beneficios	(368)	-	(73)	-	-	(286)	1	(10)	-
Resultado de las actividades	328	-	135	-	-	166	(2)	29	-
Resultado total de las actividades.....	819	(40)	108	101	221	256	196	(2)	(21)

Millones de euros

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
2014									
Sociedades Consolidadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	662	-	10	260	90	277	25	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.356	148	-	39	675	323	171	-	-
Otros ingresos.....	260	-	-	-	-	-	260	-	-
Total ingresos	2.278	148	10	299	765	600	456	-	-
Costes de producción (1).....	(524)	(27)	(34)	(128)	(20)	(226)	(89)	-	-
Gastos de exploración (2).....	(811)	(228)	-	(21)	(128)	(118)	(214)	(120)	18
Otros gastos.....	(16)	(7)	-	(1)	(1)	(5)	(2)	-	-
Amortizaciones y provisiones (3).....	(1.173)	(60)	(2)	(65)	(723)	(231)	(91)	(1)	-
Beneficio antes de impuestos	(246)	(174)	(26)	84	(107)	20	60	(121)	18
Impuestos sobre beneficios	(11)	65	6	(29)	36	-	(124)	41	(6)
Resultado de las actividades	(257)	(109)	(20)	55	(71)	20	(64)	(80)	12
Sociedades Participadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.705	-	409	-	-	1.136	-	160	-
Venta a sociedades del Grupo	229	-	-	-	-	229	-	-	-
Otros ingresos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total ingresos	1.934	-	409	-	-	1.365	-	160	-
Costes de producción (1).....	(683)	-	(189)	-	-	(410)	-	(84)	-
Gastos de exploración (2).....	(92)	-	-	-	-	(92)	-	-	-
Otros gastos.....	(7)	-	(2)	-	-	(4)	-	(1)	-
Amortizaciones y provisiones (3).....	(413)	-	(43)	-	-	(326)	-	(44)	-
Beneficio antes de impuestos	739	-	175	-	-	533	-	31	-
Impuestos sobre beneficios	(323)	-	(44)	-	-	(275)	-	(4)	-
Resultado de las actividades	416	-	131	-	-	258	-	27	-
Resultado total de las actividades.....	159	(109)	111	55	(71)	278	(64)	(53)	12

Millones de euros

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
2015									
Sociedades Consolidadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.089	169	12	178	387	652	36	637	18
Venta a sociedades del Grupo	698	63	-	30	383	130	92	-	-
Otros ingresos.....	(14)	-	-	-	-	-	(14)	-	-
Total ingresos	2.773	232	12	208	770	782	114	637	18
Costes de producción (1).....	(1.362)	(180)	(63)	(147)	(184)	(399)	(81)	(292)	(16)
Gastos de exploración (2).....	(1.529)	(276)	-	(30)	(522)	(42)	(566)	(91)	(2)
Otros gastos.....	(62)	(26)	-	-	(6)	(20)	(3)	(5)	(2)
Amortizaciones y provisiones (3).....	(4.048)	(370)	(66)	(42)	(1.416)	(998)	(292)	(864)	-
Beneficio antes de impuestos	(4.228)	(620)	(117)	(11)	(1.358)	(677)	(828)	(615)	(2)
Impuestos sobre beneficios	1.259	236	12	2	430	162	261	155	1
Resultado de las actividades	(2.969)	(384)	(105)	(9)	(928)	(515)	(567)	(460)	(1)
Sociedades Participadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.463	-	363	-	-	962	-	138	-
Venta a sociedades del Grupo	294	-	-	-	-	294	-	-	-
Otros ingresos.....	253	253	-	-	-	-	-	-	-
Total ingresos	2.010	253	363	-	-	1.256	-	138	-
Costes de producción (1).....	(1.457)	(249)	(386)	-	-	(741)	-	(81)	-
Gastos de exploración (2).....	(16)	(1)	-	-	-	13	(28)	-	-
Otros gastos.....	(15)	-	(3)	-	-	(12)	-	-	-
Amortizaciones y provisiones (3).....	(1.071)	(2)	(452)	-	-	(596)	-	(21)	-
Beneficio antes de impuestos	(549)	1	(478)	-	-	(80)	(28)	36	-
Impuestos sobre beneficios	(54)	-	50	-	-	(105)	8	(7)	-
Resultado de las actividades	(603)	1	(428)	-	-	(185)	(20)	29	-
Resultado total de las actividades.....	(3.572)	(383)	(533)	(9)	(928)	(700)	(587)	(431)	(1)

- (1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 347, 375 y 490 millones de euros en 2015, 2014 y 2013, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2015, 2014 y 2013 por importes de 893, 318 y 311 millones de euros, respectivamente.
- (2) Los gastos de exploración incluyen deterioro y dotaciones de provisiones de activos de exploración por importe de 588 y 167 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente. Adicionalmente, en este mismo epígrafe se incluyen 174 millones de euros en 2015 por contratos onerosos de plataformas de perforación.
- (3) En el epígrafe de amortizaciones y provisiones se incluye el deterioro de activos productivos y desarrollo y, provisiones por onerosidad por importe de 2.933, 539 y 6 millones de euros en 2015, 2014 y 2013, respectivamente. Los importes correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013 se han re-expresado para incluir dichas provisiones.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas, excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen “regalías”. Repsol aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el “SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System” referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH “Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook” conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas. De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol han sido estimadas por ingenieros de petróleo de la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio de Exploración y Producción, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas

independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).

Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran diferencias superiores al 7%, Repsol reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas. En 2015, Repsol encargó la auditoría externa de ciertas áreas en Sudamérica, Norteamérica, Europa, norte de África y Asia.

	Millones de barriles								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	290	5	-	62	46	51	125	-	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	22	1	-	19	2	2	(1)	-	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(36)	(2)	-	(4)	(10)	(9)	(11)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	275	4	-	78	38	44	113	-	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	20	1	-	-	18	3	(2)	-	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	11	-	2	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(31)	(2)	-	(4)	(10)	(9)	(6)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	278	3	-	84	45	40	105	-	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	20	7	-	-	4	10	(1)	4	(2)
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	17	-	-	-	10	6	-	-	-
Compras de reservas	138	8	-	-	48	53	8	17	3
Ventas de reservas	(13)	-	-	-	(13)	-	-	-	-
Producción (1)	(44)	(4)	-	(4)	(13)	(14)	(3)	(5)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2015 (1)	396	13	-	80	82	96	110	16	-

Millones de barriles

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Participadas									
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	138	-	45	-	-	71	-	23	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	13	-	3	-	-	3	-	6	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	1	-	-	8	-	1	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(15)	-	(5)	-	-	(6)	-	(4)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	146	-	44	-	-	76	-	26	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	22	-	3	-	-	10	-	8	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(18)	-	(5)	-	-	(9)	-	(4)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	163	-	42	-	-	90	-	30	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	8	(9)	4	-	-	9	-	3	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	52	44	-	-	-	9	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(31)	(5)	(5)	-	-	(17)	-	(4)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2015 (1)	192	30	42	-	-	91	-	29	-
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	588	43	42	80	82	186	110	45	0

Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

Al 31 de diciembre de 2012	254	5	35	42	20	57	80	16	-
Sociedades Consolidadas	187	5	-	42	20	40	80	-	-
Sociedades Participadas	67	-	35	-	-	17	-	16	-
Al 31 de diciembre de 2013	238	3	33	39	13	62	68	19	-
Sociedades Consolidadas	162	3	-	39	13	38	68	-	-
Sociedades Participadas	76	-	33	-	-	24	-	19	-
Al 31 de diciembre de 2014	265	3	31	52	25	65	65	24	-
Sociedades Consolidadas	181	3	-	52	25	36	65	-	-
Sociedades Participadas	84	-	31	-	-	29	-	24	-
Al 31 de diciembre de 2015	418	36	32	50	52	137	71	40	-
Sociedades Consolidadas	283	13	-	50	52	82	71	15	-
Sociedades Participadas	135	23	32	-	-	55	-	25	-

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2015, 2014, 2013 y 2012 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 45, 46, 44 y 39 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2015, 2014 y 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 4, 4 y 4 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:

	Miles de Millones de pies cúbicos								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	1.891	-	114	1.235	40	350	152	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	246	1	(21)	238	13	7	7	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(94)	(1)	(5)	(40)	(9)	(28)	(11)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	2.043	-	88	1.433	44	329	148	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	(9)	-	-	-	52	(38)	(24)	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	174	-	-	173	-	1	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(120)	(1)	(6)	(53)	(14)	(36)	(11)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	2.088	-	82	1.553	83	256	113	-	-
Revisión de estimaciones anteriores	120	3	(29)	48	(51)	121	5	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	278	-	-	-	194	85	-	-	-
Compras de reservas	2.985	16	-	-	1.691	419	-	858	-
Ventas de reservas	(49)	-	-	-	(49)	-	-	-	-
Producción (1)	(383)	(6)	(6)	(52)	(134)	(86)	(16)	(82)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2015 (1)	5.039	14	47	1.549	1.733	794	103	799	-
Sociedades Participadas									
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	2.969	-	986	-	-	1.828	-	155	-
Revisión de estimaciones anteriores	252	-	136	-	-	111	-	5	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	1.282	-	1.135	-	-	148	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(79)	-	-	-	-	-	-	(79)	-
Producción (1)	(330)	-	(42)	-	-	(280)	-	(8)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	4.095	-	2.216	-	-	1.806	-	73	-
Revisión de estimaciones anteriores	315	-	4	-	-	315	-	(4)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2)	-	-	-	-	(2)	-	-	-
Producción (1)	(332)	-	(42)	-	-	(276)	-	(14)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	4.076	-	2.177	-	-	1.844	-	55	-
Revisión de estimaciones anteriores	1.173	5	952	-	-	216	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	75	25	-	-	-	51	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(338)	(1)	(63)	-	-	(260)	-	(15)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2015 (1)	4.986	28	3.067	-	-	1.851	-	40	-
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	10.026	42	3.114	1.549	1.733	2.645	103	839	-

	Miles de Millones de pies cúbicos								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Reservas probadas desarrolladas de gas natural:									
Al 31 de diciembre de 2012	2.133	0	267	764	18	985	46	54	-
Sociedades Consolidadas	1.036	0	38	764	18	170	46	-	-
Sociedades Participadas	1.097	-	229	-	-	814	-	54	-
Al 31 de diciembre de 2013	1.998	0	241	691	24	980	41	22	-
Sociedades Consolidadas	997	0	43	691	24	199	41	-	-
Sociedades Participadas	1.001	-	198	-	-	781	-	22	-
Al 31 de diciembre de 2014	2.251	-	195	926	49	1.016	65	-	-
Sociedades Consolidadas	1.262	-	37	926	49	218	32	-	-
Sociedades Participadas	989	-	158	-	-	798	33	-	-
Al 31 de diciembre de 2015	5.697	15	1.308	926	1.120	1.622	33	673	-
Sociedades Consolidadas	3.475	14	47	926	1.120	681	33	654	-
Sociedades Participadas	2.222	1	1.261	-	-	941	-	19	-

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

- (1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2015, 2014, 2013 y 2012 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.264, 1.144, 1.052 y 767 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2015, 2014 y 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 47, 32 y 40 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.

Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

	Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	626	5	20	282	53	114	152	-	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	66	1	(4)	62	4	3	-	-	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(53)	(3)	(1)	(11)	(11)	(14)	(13)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	639	4	16	333	45	103	139	-	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	19	1	-	-	27	(3)	(6)	-	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	44	-	-	42	-	3	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(52)	(2)	(1)	(14)	(13)	(15)	(8)	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	650	3	15	361	60	86	125	-	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	42	7	(5)	9	(5)	31	-	8	(2)
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	66	-	-	-	45	21	-	-	-
Compras de reservas	669	11	-	-	350	128	8	170	3
Ventas de reservas	(22)	-	-	-	(22)	-	-	-	-
Producción (1)	(112)	(6)	(1)	(13)	(37)	(30)	(5)	(20)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2015 (1)	1.293	16	8	356	390	237	128	158	-

Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Participadas									
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	667	-	220	-	-	396	-	50	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	57	-	28	-	-	23	-	7	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	238	-	203	-	-	34	-	1	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(14)	-	-	-	-	-	-	(14)	-
Producción (1)	(73)	-	(12)	-	-	(56)	-	(5)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	875	-	438	-	-	398	-	39	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	78	-	4	-	-	67	-	7	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(77)	-	(12)	-	-	(58)	-	(6)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2014 (1)	889	-	430	-	-	419	-	40	-
Revisión de estimaciones anteriores.....	216	(8)	174	-	-	47	-	3	-
Recuperación Mejorada.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	66	48	-	-	-	18	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(92)	(5)	(16)	-	-	(63)	-	(7)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2015 (1)	1.080	35	588	-	-	420	-	36	-
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	2.373	51	596	356	390	657	128	194	-

Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

Al 31 de diciembre de 2012	634	5	82	178	24	233	88	25	-
Sociedades Consolidadas	372	5	7	178	24	71	88	-	-
Sociedades Participadas	262	-	75	-	-	162	-	25	-
Al 31 de diciembre de 2013	594	3	76	162	18	237	75	22	-
Sociedades Consolidadas	340	3	8	162	18	74	75	-	-
Sociedades Participadas	254	-	68	-	-	163	-	22	-
Al 31 de diciembre de 2014	666	3	66	217	33	245	102	-	-
Sociedades Consolidadas	405	3	7	217	33	74	71	-	-
Sociedades Participadas	261	-	59	-	-	171	31	-	-
Al 31 de diciembre de 2015	1.430	38	264	214	251	426	77	160	-
Sociedades Consolidadas	901	15	8	214	251	204	77	132	-
Sociedades Participadas	529	23	256	-	-	222	-	28	-

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1) Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2015, 2014, 2013 y 2012 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 271, 250, 231 y 176 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2015, 2014 y 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 12, 10 y 11 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema “SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System”, referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers)”. Los precios de los hidrocarburos y otras bases económicas sobre evolución futura de los costes se corresponden con la mejor estimación utilizada por la empresa para determinar el valor futuro de sus activos. Estas bases económicas se aplican a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado en base a la estructura de costes al cierre del ejercicio y se proyectan de acuerdo a las bases económicas indicadas. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados de acuerdo al régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

	Millones de euros								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Al 31 de diciembre de 2013									
Sociedades Consolidadas									
Flujos de caja futuros.....	24.182	304	181	6.714	3.626	3.684	9.673	-	-
Costes futuros de producción.....	(7.233)	(146)	(69)	(3.678)	(558)	(1.668)	(1.114)	-	-
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(2.040)	(239)	(39)	(322)	(540)	(398)	(502)	-	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.619)	50	(8)	(825)	(366)	(388)	(5.082)	-	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	8.290	(31)	65	1.889	2.162	1.230	2.975	-	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.438)	124	(38)	(1.044)	(894)	(358)	(1.228)	-	-
Valor actual	4.852	93	27	845	1.268	872	1.747	-	-
Sociedades Participadas									
Flujos de caja futuros.....	20.576	-	9.393	-	-	10.057	-	1.126	-
Costes futuros de producción.....	(8.375)	-	(3.604)	-	-	(4.249)	-	(522)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(2.798)	-	(980)	-	-	(1.673)	-	(145)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(2.878)	-	(1.622)	-	-	(1.154)	-	(102)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	6.525	-	3.187	-	-	2.981	-	357	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.032)	-	(1.953)	-	-	(918)	-	(161)	-
Valor actual	3.493	-	1.234	-	-	2.063	-	196	-
Valor total actual.....	8.345	93	1.261	845	1.268	2.935	1.747	196	-

	Millones de euros								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Al 31 de diciembre de 2014									
Sociedades Consolidadas									
Flujos de caja futuros.....	24.601	265	198	7.437	3.708	3.555	9.438	-	-
Costes futuros de producción.....	(7.358)	(127)	(75)	(3.769)	(593)	(1.784)	(1.010)	-	-
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(2.706)	(207)	(25)	(973)	(661)	(369)	(471)	-	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.529)	22	(9)	(799)	(563)	(268)	(4.912)	-	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	8.008	(47)	89	1.896	1.891	1.134	3.045	-	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.002)	117	(42)	(1.123)	(522)	(264)	(1.168)	-	-
Valor actual	5.006	70	47	773	1.369	870	1.877	-	-
Sociedades Participadas									
Flujos de caja futuros.....	24.360	-	10.364	-	-	12.160	-	1.836	-
Costes futuros de producción.....	(9.922)	-	(3.983)	-	-	(4.978)	-	(961)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(3.732)	-	(1.009)	-	-	(2.634)	-	(89)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(3.087)	-	(1.750)	-	-	(1.161)	-	(176)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	7.619	-	3.622	-	-	3.387	-	610	-
Efecto de actualizar al 10%	(3.291)	-	(2.147)	-	-	(865)	-	(279)	-
Valor actual	4.328	-	1.475	-	-	2.522	-	331	-
Valor total actual.....	9.334	70	1.522	773	1.369	3.392	1.877	331	-

Millones de euros

Al 31 de diciembre de 2015	Millones de euros								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Flujos de caja futuros.....	47.888	792	123	8.255	14.679	8.570	8.521	6.948	-
Costes futuros de producción.....	(17.649)	(648)	(32)	(3.731)	(6.047)	(4.405)	(1.131)	(1.655)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(8.115)	(1.477)	(1)	(969)	(2.017)	(2.744)	(404)	(467)	(36)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.433)	1.622	(28)	(1.136)	(448)	(242)	(4.197)	(2.005)	1
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	15.691	289	62	2.419	6.167	1.179	2.789	2.821	(35)
Efecto de actualizar al 10%	(6.996)	(429)	(24)	(1.545)	(3.151)	287	(1.176)	(962)	4
Valor actual	8.695	(140)	38	874	3.016	1.466	1.613	1.859	(31)
Sociedades Participadas									
Flujos de caja futuros.....	29.673	2.640	16.313	-	-	9.153	-	1.567	-
Costes futuros de producción.....	(12.281)	(2.447)	(5.315)	-	-	(3.642)	-	(877)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono.....	(4.169)	(930)	(951)	-	-	(2.187)	-	(101)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(3.740)	997	(3.904)	-	-	(690)	-	(143)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I.....	9.483	260	6.143	-	-	2.634	-	446	-
Efecto de actualizar al 10%	(6.298)	(1.870)	(3.656)	-	-	(570)	-	(202)	-
Valor actual	3.185	(1.610)	2.487	-	-	2.064	-	244	-
Valor total actual.....	11.880	(1.750)	2.525	874	3.016	3.530	1.613	2.103	(31)

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2013, 2014 y 2015:

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja futuros

	Millones de euros								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	5.644	161	18	837	1.521	966	2.141	-	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(48)	(22)	2	272	35	(116)	(219)	-	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(242)	38	(25)	(54)	(128)	(44)	(29)	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.327)	(127)	(4)	(230)	(603)	(274)	(1.089)	-	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	155	13	-	(57)	162	119	(82)	-	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	416	14	29	46	140	121	66	-	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	196	(2)	4	31	42	42	79	-	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	1.058	18	3	-	99	58	880	-	-
Variación neta.....	(792)	(68)	9	8	(253)	(94)	(394)	-	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	4.852	93	27	845	1.268	872	1.747	-	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(774)	4	(1)	11	(303)	(197)	(288)	-	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(165)	34	-	(133)	(8)	12	(70)	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.248)	(77)	(2)	(162)	(625)	(356)	(1.026)	-	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas..	112	-	-	65	-	47	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	857	11	(4)	(147)	682	58	257	-	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	490	13	16	15	193	111	142	-	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.035	12	9	175	264	188	387	-	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	847	(20)	2	104	(102)	135	728	-	-
Variación neta.....	154	(23)	20	(72)	101	(2)	130	-	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	5.006	70	47	773	1.369	870	1.877	-	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(4.465)	(67)	4	(65)	(942)	(847)	(2.251)	(286)	(11)
Cambios en los costes de desarrollo futuros	210	(7)	7	113	78	(33)	52	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(2.032)	(82)	(4)	(129)	(852)	(485)	(91)	(405)	16
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas..	460	-	-	-	324	136	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	5.204	163	-	-	1.729	920	190	2.239	(37)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	340	12	(33)	(31)	231	288	(174)	47	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.270	104	17	62	474	336	153	122	2
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	1.084	6	11	170	296	180	386	35	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	1.618	(339)	(11)	(19)	309	101	1.471	107	(1)
Variación neta.....	3.689	(210)	(9)	101	1.647	596	(264)	1.859	(31)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	8.695	(140)	38	874	3.016	1.466	1.613	1.859	(31)

	Millones de euros								
	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Participadas									
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	2.886	-	824	-	-	1.914	-	148	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(203)	-	212	-	-	(425)	-	10	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(129)	-	(111)	-	-	26	-	(44)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(796)	-	(242)	-	-	(493)	-	(61)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas..	750	-	509	-	-	230	-	11	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(5)	-	-	-	-	-	-	(5)	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	414	-	153	-	-	201	-	60	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	591	-	183	-	-	333	-	75	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	138	-	44	-	-	84	-	10	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(153)	-	(338)	-	-	193	-	(8)	-
Variación neta.....	607	-	410	-	-	149	-	48	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	3.493	-	1.234	-	-	2.063	-	196	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(529)	-	(148)	-	-	(403)	-	22	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(445)	-	(138)	-	-	(329)	-	22	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(1.185)	-	(239)	-	-	(877)	-	(69)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas..	143	-	-	-	-	143	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(4)	-	-	-	-	(4)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.091	-	78	-	-	935	-	78	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	604	-	265	-	-	291	-	48	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	846	-	314	-	-	477	-	55	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	314	-	109	-	-	226	-	(21)	-
Variación neta.....	835	-	241	-	-	459	-	135	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	4.329	-	1.475	-	-	2.523	-	331	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(2.120)	(236)	120	-	-	(1.843)	-	(161)	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	304	-	111	-	-	201	-	(8)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período.....	(1.662)	25	(282)	-	-	(1.317)	-	(88)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(1.355)	(1.624)	-	-	-	269	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados.....	1.748	98	1.111	-	-	492	-	47	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio.....	1.235	196	318	-	-	701	-	20	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente.....	914	(29)	358	-	-	517	-	68	-
Otros no específicos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios.....	(208)	(40)	(724)	-	-	521	-	35	-
Variación neta.....	(1.144)	(1.610)	1.012	-	-	(459)	-	(87)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	3.185	(1.610)	2.487	-	-	2.064	-	244	-