

Grupo REPSOL

2018 Informe de Gestión
intermedio
Primer semestre



ACERCA DE ESTE INFORME:

El **Informe de Gestión Intermedio** del Grupo Repsol¹ debe leerse conjuntamente con el Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2017. Repsol publica junto con este informe unos Estados financieros intermedios resumidos consolidados² correspondientes al primer semestre del ejercicio 2018 (en adelante Estados financieros intermedios del primer semestre 2018). Ambos informes han sido aprobados por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión del 25 de julio de 2018.

La **información financiera** incluida en este documento, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporte del Grupo que se describe en la Nota 2.3 “*Información por segmentos de negocio*” de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2018. Algunos de los indicadores y ratios financieros tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la *European Securities Markets Authority (ESMA)*. El Anexo II “*Medidas Alternativas de Rendimiento*” incluye la conciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE, también disponible en www.repsol.com.

La **información no financiera** correspondiente a los indicadores de Sostenibilidad que se incorporan en este documento se ha calculado de acuerdo a las normas corporativas que establecen los criterios y la metodología común a aplicar en cada materia.

La **información prospectiva**, contenida en los diferentes apartados de este documento, refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo a la fecha de su aprobación. Estos se basan en asunciones que son consideradas razonables, sin que dicha información prospectiva pueda interpretarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad. Tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidos a riesgos e incertidumbres que implican que el desempeño futuro del Grupo no tenga necesariamente que coincidir con el inicialmente previsto.

NUESTRA VISIÓN Y PRINCIPIOS DE ACTUACIÓN:

La **visión** de Repsol es la de ser una compañía energética global que, basada en la innovación, la eficiencia y el respeto, crea valor de manera sostenible para el progreso de la sociedad. Nuestros **principios de actuación** son:

CREACIÓN DE VALOR / RESPETO / EFICIENCIA / ANTICIPACIÓN

Información adicional en www.repsol.com.

¹ 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, asociadas y acuerdos conjuntos.

² Los Estados financieros intermedios del primer semestre han sido objeto de revisión limitada independiente por parte del auditor del Grupo.

ÍNDICE

1. RESUMEN DEL PERIODO	4
2. NUESTRA COMPAÑÍA	7
2.1 ACTUALIZACIÓN ESTRATÉGICA 2018-2020	7
2.2 PRINCIPALES CAMBIOS EN LAS ACTIVIDADES DEL GRUPO	10
2.3 GOBIERNO CORPORATIVO	11
3. ENTORNO	12
3.1 ENTORNO MACROECONÓMICO	12
3.2 ENTORNO ENERGÉTICO	12
4. DESEMPEÑO FINANCIERO Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	14
4.1 RESULTADOS	14
4.2 FLUJOS DE CAJA	17
4.3 SITUACIÓN FINANCIERA	17
4.4 RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS	20
5. DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS	22
5.1 UPSTREAM	22
5.2 DOWNSTREAM	24
5.3 CORPORACIÓN	26
6. SOSTENIBILIDAD	27

ANEXOS

ANEXO I. RIESGOS	28
ANEXO II. MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO	29
ANEXO III. TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS	39

1. RESUMEN DEL PERIODO

Una vez alcanzados anticipadamente los objetivos que se fijaron en el Plan Estratégico 2016-2020 y tras la venta de la participación en Gas Natural Fenosa¹, se ha realizado una **actualización estratégica** con un horizonte 2018-2020. La nueva estrategia se orienta al crecimiento y a la creación de valor y se basa en tres pilares fundamentales: i) remuneración creciente al accionista; ii) crecimiento rentable de los negocios y iii) desarrollo de nuevos negocios vinculados a la transición energética.

Actualización
Estratégica

El desempeño financiero durante el primer semestre se ha producido en un **entorno** de alza sostenida de los precios del crudo, cuyo impacto favorable se ha visto matizado por la debilidad del dólar frente al euro. El **resultado neto** ha ascendido a 1.546 millones de euros (+46% respecto al mismo periodo del año anterior) y el flujo de **caja libre** ha alcanzado los 4.306 millones de euros (+357% respecto al primer semestre de 2017), lo que ha permitido reducir la **deuda neta** a 2.706 millones de euros (4.771 millones de euros menos que al final del primer semestre de 2017).

Resultados

RESULTADOS DEL PERIODO (Millones de euros)	1S 2018	1S 2017	Δ
Upstream	647	339	91%
Downstream	762	929	(18)%
Corporación y otros	(277)	(253)	(9)%
Resultado neto ajustado	1.132	1.015	12%
Efecto patrimonial	202	(60)	437%
Resultados específicos	212	101	110%
Resultado neto	1.546	1.056	46%

↑ 46%
Resultado
neto

Los resultados del **Upstream**, son muy superiores a los del primer semestre de 2017 (+91%), impulsados fundamentalmente por el incremento de los precios de realización del crudo y del gas y por el aumento de la producción de Libia y de los proyectos de crecimiento orgánico (Trinidad y Tobago, Reino Unido, USA-Marcelus, Malasia y Argelia).

En **Downstream**, los sólidos resultados son inferiores a los obtenidos en 2017, fundamentalmente por el impacto negativo de un dólar más débil y por los menores resultados de la Química, afectada por un peor entorno internacional y por paradas de mantenimiento.

Los resultados en **Corporación y otros** ponen de manifiesto la continuidad en la reducción de los costes de financiación y de la Corporación, pero descienden frente a los del mismo periodo de 2017 por los ajustes de consolidación, que se incluyen en este epígrafe.

Como consecuencia de lo anterior, el **resultado neto ajustado**, que pretende reflejar el beneficio ordinario derivado de la gestión de los negocios, alcanza los 1.132 millones de euros, un 12% superior al de 2017.

El **efecto patrimonial**, que recoge el impacto de la variación de los precios en los inventarios, es positivo como consecuencia de la tendencia al alza de los precios del crudo.

En los **resultados específicos** del periodo (212 millones de euros) destaca la plusvalía generada por la desinversión en Gas Natural Fenosa, los resultados extraordinarios por tipo de cambio y los saneamientos en activos relacionados con Venezuela.

En suma, el **resultado neto** del Grupo alcanza en el primer semestre de 2018 un beneficio de 1.546 millones de euros, un 46% superior al de 2017 y un beneficio neto por acción de 0,97 euros por acción.

0,97 €/acción
Beneficio por
acción

El **EBITDA**, 3.811 millones de euros, es un 23% superior al de 2017, impulsado principalmente por la sustancial mejora de los resultados de las operaciones del **Upstream** y la fortaleza del **Downstream**

¹ Venta del 20% de la participación en Gas Natural SDG, S.A. (actualmente denominada Naturgy Energy Group, S.A., en adelante "Naturgy" o "grupo Naturgy") por un precio de 3.816 millones de euros, el 18 de mayo de 2018 (ver Nota 2.2).

(incluido el efecto patrimonial). El **flujo de caja de las operaciones** en el semestre (1.726 millones de euros) ha cubierto las inversiones, pagos por intereses y la remuneración del accionista; el **flujo de caja libre** ha sido de 4.306 millones de euros e incluye la caja generada por la desinversión en Naturgy.

↓64%
Deuda Neta

La **deuda neta** al final del periodo asciende a 2.706 millones de euros, lo que supone una importante reducción respecto de la existente al cierre del primer semestre de 2017 (7.477 millones de euros) y un **apalancamiento** del 8%. Se ha mantenido la **calificación crediticia** del Grupo tras la mejora alcanzada al término del ejercicio 2017.

↑15%
Retribución accionistas

La **retribución a los accionistas**, equivalente a 0,388 euros por acción¹ en enero y 0,485 euros por acción en julio, implica un aumento del 15% respecto al año anterior. Los accionistas, a través del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, han podido optar por percibir esta remuneración bien en acciones de nueva emisión o bien en efectivo. La Junta General de Accionistas ha aprobado una reducción de capital mediante la amortización de acciones propias, para compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas que se formalicen en el ejercicio 2018 en el marco de dicho programa.

La **acción** de Repsol se ha revalorizado un 14% durante el primer semestre del año, superando tanto al índice Ibex-35 como a la media del sector Oil & Gas europeo. El comportamiento de la acción se vio impulsado por la recuperación del precio del crudo Brent, especialmente a partir del mes de abril, y por el progreso en la consecución de los objetivos estratégicos.

↑14%
Revalorización de la acción

OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En **Upstream** destacan en el semestre tres descubrimientos exploratorios en Colombia y uno en Rusia, el inicio de la producción de gas en el proyecto *Bunga Pakma* en Malasia, el inicio del desarrollo del proyecto *Buckskin* en EEUU, la adquisición de una participación en el campo productivo *Visund* en Noruega, el inicio de la fase I del plan de desarrollo del proyecto *Akacias* en Colombia y la adquisición de nuevos bloques exploratorios en distintas rondas de licitación en México, Brasil y Noruega.

En **Downstream**, el 27 de junio se ha alcanzado un acuerdo de compra por 750 millones de euros de los negocios no regulados de **generación de electricidad de bajas emisiones** de Viesgo (tres centrales hidroeléctricas en el norte de España y dos centrales de ciclo combinado de gas en Cádiz y Zaragoza con una capacidad de generación conjunta de 2.350 MW) y su **comercializadora de gas y electricidad** (750.000 clientes). En **México** se han inaugurado las primeras estaciones de servicio, con lo que se inicia un proyecto cuyo objetivo es abrir 200-250 estaciones de servicio al año en los próximos años.

Adquiridos
2.350 MW
De generación de electricidad de bajas emisiones

En un contexto de transición energética hacia un futuro de bajas emisiones que limite los efectos del **cambio climático**, en 2018 Repsol ha implantado acciones de mejora en sus instalaciones que han evitado emisiones de CO₂ en 189 mil toneladas y que han permitido reducir sus consumos energéticos.

En cuanto a la **accidentalidad del personal** no se ha producido ninguna fatalidad de nuestro personal propio o contratistas y ha mejorado el indicador de **seguridad de procesos** un 58% respecto al dato de 2017.

En el semestre se han **nombrado tres nuevos Consejeros** (dos de ellos independientes) favoreciendo la diversidad de conocimientos y de género del Consejo de Administración.

0 fatalidades
Personal propio y contratista

¹ Se corresponde con el compromiso de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2018.

PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES

Indicadores financieros ⁽¹⁾	1S 2018	1S 2017	El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	1S 2018	1S 2017
Resultados			Upstream		
Resultado de las operaciones	2.043	1.613	Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	724	685
Resultado neto ajustado	1.132	1.015	Producción neta de líquidos día (kbbbl/d)	266	256
Resultado neto	1.546	1.056	Producción neta de gas día (kbep/d)	458	429
Beneficio por acción (€/acción)	0,97	0,66	Precios medios de realización de crudo (\$/bbl)	64,2	46,7
EBITDA	3.811	3.108	Precios medios de realización de gas (\$/kscf)	3,3	2,9
Inversiones	1.245	1.201	EBITDA	2.289	1.666
Capital empleado ⁽²⁾	33.864	34.461	Resultado neto ajustado	647	339
ROACE (%) ⁽³⁾	8,2	6,4	Inversiones	900	906
Caja y deuda			Downstream		
Flujo de caja de las operaciones	1.726	2.175	Utilización destilación refino España (%)	90,4	89,3
Flujo de caja libre	4.306	943	Utilización conversión refino España (%)	103,9	100,0
Deuda Neta (DN)	2.706	7.477	Indicador margen refino España (\$/Bbl)	6,9	6,6
DN / EBITDA (x veces) ⁽⁴⁾	0,36	1,20	Ventas de productos petrolíferos (kt)	25.217	25.071
DN / Capital empleado (%)	8,0	19,9	Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.313	1.407
Intereses deuda / EBITDA (%)	3,8	5,9	Ventas GLP (kt)	739	750
Retribución a nuestros accionistas			Venta gas en Norteamérica (TBtu)	258	266
Retribución al accionista (€/acción) ⁽⁵⁾	0,388	0,335	EBITDA	1.649	1.518
Indicadores bursátiles			Resultado neto ajustado	762	929
Cotización al cierre del periodo (€/acción)	16,77	13,40	Inversiones	325	279
Cotización media del periodo (€/acción)	15,44	14,28	Otros indicadores		
Capitalización bursátil al cierre (millones €)	26.094	20.052	Personas		
Entorno macroeconómico			Nº empleados ⁽⁶⁾	25.580	25.746
Brent medio (\$/bbl)	70,6	51,7	Nuevos empleados ⁽⁷⁾	1.830	1.476
WTI medio (\$/bbl)	65,5	50,0	Seguridad y medioambiente		
Henry Hub medio (\$/MBtu)	2,9	3,3	Seguridad de procesos (PSIR) ⁽⁸⁾	0,26	0,62
Algonquin medio (\$/MBtu)	5,7	3,7	Seguridad de personas (IFT) ⁽⁹⁾	1,50	1,43
Tipo de cambio medio (\$/MBtu)	1,21	1,08	Reducción anual de emisiones de CO ₂ (Mt) ⁽¹⁰⁾	0,189	0,149

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ Capital empleado de operaciones continuadas.

⁽³⁾ El ROACE ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo. No incluye operaciones interrumpidas.

⁽⁴⁾ El EBITDA ha sido anualizado por mera extrapolación de los datos del periodo.

⁽⁵⁾ Precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita de acciones dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible" (ver Nota 4.1) de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2018.

⁽⁶⁾ Número de empleados que forman parte de las sociedades en las que Repsol establece las políticas y directrices en materia de gestión de personas, con independencia del tipo de contrato (fijos, temporales, jubilados parciales, etc.).

⁽⁷⁾ Se consideran únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. Un 37% de los nuevos empleados de 2018 y un 36% de 2017 corresponden a contratos de carácter fijo.

⁽⁸⁾ Process Safety Incident Rate (PSIR): número de incidentes de seguridad de proceso clasificados como TIER₁ y TIER₂, según el estándar "API Recommended Practise 754 (Second Edition – April 2016) - Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical", acumulados en el periodo por cada millón de horas trabajadas relacionados con las actividades de proceso. El dato correspondiente al ejercicio 2017 es el anual.

⁽⁹⁾ Índice de Frecuencia Total Integrado (IFT): número total de casos con consecuencias personales (fatalidades, con pérdida de días, tratamiento médico y trabajo restringido) acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas. El dato correspondiente al ejercicio 2017 es el anual.

⁽¹⁰⁾ Reducción de CO₂ comparada con la línea base de 2010.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1 ACTUALIZACIÓN ESTRATÉGICA 2018-2020

Tras el cumplimiento anticipado de los objetivos previstos en el Plan Estratégico 2016-2020, el 6 de junio de 2018 se ha publicado una actualización del Plan Estratégico con un horizonte 2018-2020 (en adelante “el Plan”). Esta estrategia renovada está orientada al crecimiento y a la creación de valor en cualquier escenario, por lo que se toma como referencia un precio de 50 dólares por barril de Brent durante todo el período.

La nueva estrategia se basa en **tres pilares**: remuneración creciente al accionista; crecimiento rentable de sus negocios (*Upstream* y *Downstream*); y desarrollo de nuevos negocios vinculados a la transición energética.

Crecimiento y
Creación de valor



El Plan podrá autofinanciarse a 50 dólares/barril (crudo Brent), precio en el que la compañía mantiene una sólida posición financiera y flexibilidad.

1. Mejora de la retribución al accionista:

Una de las claves del Plan es seguir aumentando la retribución al accionista. En concreto se marca un objetivo de crecimiento medio anualizado del 8%, mediante la fórmula de *scrip dividend*, junto con reducciones de capital mediante la amortización de acciones propias que evitarán la dilución de quienes opten por cobrar en efectivo su retribución.

↑8%
Crecimiento
retribución al
accionista

2. Crecimiento rentable de nuestro portafolio:

La compañía cuenta con dos motores de crecimiento para aumentar el valor y remunerar a los accionistas, sus negocios de *Upstream* y *Downstream*, que permiten fijar unos objetivos de crecimiento en el periodo 2018-2020 en un escenario de 50 dólares/barril del flujo de caja operativo de +1.900 millones de euros (+12% anualizado) y del beneficio por acción de +0,6 euros acción (+12% anualizado). *Upstream* se orientará a un mayor retorno y una mejora de la cartera de activos, mientras que *Downstream* consolidará el excelente desempeño demostrado en los últimos años y creará nuevas palancas de crecimiento y de generación de valor.

Upstream – Aumento de la producción y Rentabilidad

Tras integrar Talisman Energy Inc. (Repsol Oil&Gas Canada Inc. en la actualidad) y duplicar el tamaño del *Upstream*, la compañía afronta un período en el que incrementará su producción de hidrocarburos, obtendrá un mayor retorno y optimizará su cartera de activos.

El negocio de *Upstream* tiene previsto invertir aproximadamente 8.000 millones de euros en el periodo 2018-2020. Alrededor del 60% de esta cantidad se destinará a proyectos de crecimiento y a exploración, para incrementar la producción y garantizar un nivel de reservas óptimo a medio y largo plazo, y se priorizarán los proyectos *onshore* (en tierra) y en aguas someras, donde Repsol cuenta con ventaja competitiva. En el corto plazo, el crecimiento orgánico se concentrará en activos ya existentes, que no requieren de importantes desarrollos, son grandes generadores de caja y permitirán aumentar la producción, como Sagari (Perú), Marcellus, Eagle Ford y Buckskin (Estados Unidos), Yme (Noruega), Bunga Pakma y Kinabalu (Malasia), Corridor (Indonesia), NC-115 y NC-186 (Libia) y Reggane (Argelia).

El objetivo marcado de incremento de la producción hasta los 750.000 boe/d en 2020 (un crecimiento anualizado del 2,6% anual) se verá complementado por una gestión activa del portafolio, mediante la cual se sustituirán la producción de barriles por otros con mayor margen de beneficio.

El Plan contempla un incremento del flujo de caja de las operaciones orgánico del 50% en *Upstream*, hasta los 3.000 millones de euros, en un escenario lineal de precios del Brent a 50 dólares por barril.

Asimismo, el negocio de *Upstream* pondrá en marcha un nuevo programa de eficiencia y digitalización con el objetivo de alcanzar los 1.000 millones de dólares de flujo de caja libre al año en 2020.

750 kboe/d
en 2020

Downstream – Expansión internacional:

El Plan permitirá consolidar la posición en áreas como el Refino y el *Marketing* y aprovechar la nueva regulación de combustibles para el transporte marítimo (IMO), el incremento de la demanda y las nuevas oportunidades de crecimiento.

El negocio de *Downstream* tiene previsto invertir un total de 4.200 millones hasta 2020, que se destinarán a proyectos repartidos entre la expansión internacional de algunos de sus negocios (1.500 millones de euros) y el mantenimiento y mejora de los activos clave que garantizan un desempeño excelente (2.700 millones de euros).

4.200 M€
Inversión
Downstream



⁽¹⁾ *Transforming While Performing* (TwP): programa para la excelencia operativa.

La expansión internacional incluye el negocio de estaciones de servicio, en mercados como México, donde Repsol ha abierto en seis meses 50 instalaciones, y Perú, país en el que la compañía ya dispone de más de 500 puntos de venta. En otros negocios, como Lubricantes y Gases Licuados del Petróleo (GLP), se impulsará el crecimiento en Asia y Sudamérica, en el primer caso, en el sur de Francia y Marruecos, en el segundo. Trading será otra de las áreas de *Downstream* que experimentará una dinamización entre 2018 y 2020, sobre todo a través del desarrollo de un negocio global de crudo y de la optimización de las operaciones de flete.

También se impulsará la Química, enfocada a productos de alto valor con aplicaciones en sectores de alta demanda y márgenes, donde el objetivo es que Repsol se sitúe como una de las cinco primeras compañías del mundo en nuestros segmentos de mayor competitividad, ya sea a través del crecimiento orgánico como inorgánico.

Repsol estima que el flujo de caja operativo de *Downstream* aumentará en 700 millones de euros en 2020 en comparación con 2017, lo que supone un alza del 27% durante el periodo y una rentabilidad (ROACE) superior al 18% durante todo el periodo.

ROACE > 18%
Downstream
2018-2020

3. Transición energética – Nuevas oportunidades:

El objetivo es avanzar en la transición energética y reducir las emisiones de las operaciones y productos de Repsol, en línea con el compromiso de la compañía en la lucha contra el cambio climático que se adoptó en la Cumbre de París (COP21). Repsol ha fijado como objetivo para 2020, reducir un 3% la intensidad de carbono y 2,1 millones de toneladas de las emisiones de CO₂.

En los próximos años va a cambiar el modo de consumo de la energía, lo que supondrá una evolución del sector, impulsada por la tecnología y la digitalización. Con la actualización de su Plan, Repsol se anticipa a las grandes tendencias, como el aumento de la demanda de electricidad y el papel clave del gas en la transición energética, desarrollando nuevas capacidades y estableciendo una posición rentable como operador a largo plazo en este segmento.

↓2,1 Mtn
CO₂ en 2020

Las inversiones en este ámbito serán de 2.500 millones de euros entre 2018 y 2020, con el objetivo de alcanzar 2,5 millones de clientes minoristas de gas y electricidad en España en 2025, y la siguiente hoja de ruta:



2.500 M€
Inversiones en
negocios ligados a
la transición
energética

⁽¹⁾ Cuota de mercado en España incluye el consumo en nuestras refinerías.

⁽²⁾ Cuota de mercado en España en número de clientes.

⁽³⁾ No ajustado para clientes duales.

Información adicional en www.repsol.com.

2.2 PRINCIPALES CAMBIOS EN LAS ACTIVIDADES DEL GRUPO¹

Venta de participación en Naturgy

El 18 de mayo de 2018, Repsol, S.A. ha vendido a Rioja Bidco Shareholdings, su participación (20,072%) en Naturgy Energy Group, S.A., por un precio de 3.816 millones euros (equivalente a 19 euros por acción), obteniendo una plusvalía de 344 millones de euros.

3.816 M€

Por la venta de Naturgy

Acuerdo de compra de negocios de generación de bajas emisiones y comercialización de gas y electricidad a Viesgo

El 27 de junio se ha alcanzado un acuerdo para la compra de los negocios no regulados de generación de electricidad de bajas emisiones de Viesgo y su comercializadora de gas y electricidad por importe de 750 millones de euros.

El acuerdo supone la adquisición de una capacidad de generación de bajas emisiones de 2.350 megavatios (MW) y una cartera de cerca de 750.000 clientes, con lo que se refuerza la posición como proveedor multienergía, dando un paso fundamental en el cumplimiento de su hoja de ruta para la transición energética definida en el Plan Estratégico (ver apartado 2.1).



Este acuerdo supone la adquisición de centrales hidroeléctricas en el norte de España con una capacidad instalada de 700 MW y con gran potencial de crecimiento orgánico y dos centrales de ciclo combinado de gas en Algeciras (Cádiz) y Escatrón (Zaragoza) con una capacidad total de 1.650 MW. Las centrales de carbón de Viesgo quedan excluidas de la transacción.

2.350 MW

Cap. Generación bajas emisiones

Los ciclos combinados de gas tienen un papel clave en la transición energética. Asimismo, las instalaciones hidroeléctricas son una fuente renovable y eficiente de generación eléctrica y cumplen la función de almacenamiento de energía utilizable en momentos de déficit de otras fuentes renovables. Además, con la operación, Repsol mejora la eficiencia de su consumo energético, principal coste de sus cinco grandes instalaciones industriales en España.

La cartera de clientes, que permite a Repsol aumentar significativamente su presencia en el área minorista de gas y electricidad y reforzar su posición como proveedor multienergía, se reparte por toda la geografía española, principalmente en Cantabria, Galicia, Andalucía, Asturias, Castilla y León y Comunidad de Madrid.

¹ Para información adicional, véase la Nota 1.3 y el Anexo I de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2018.

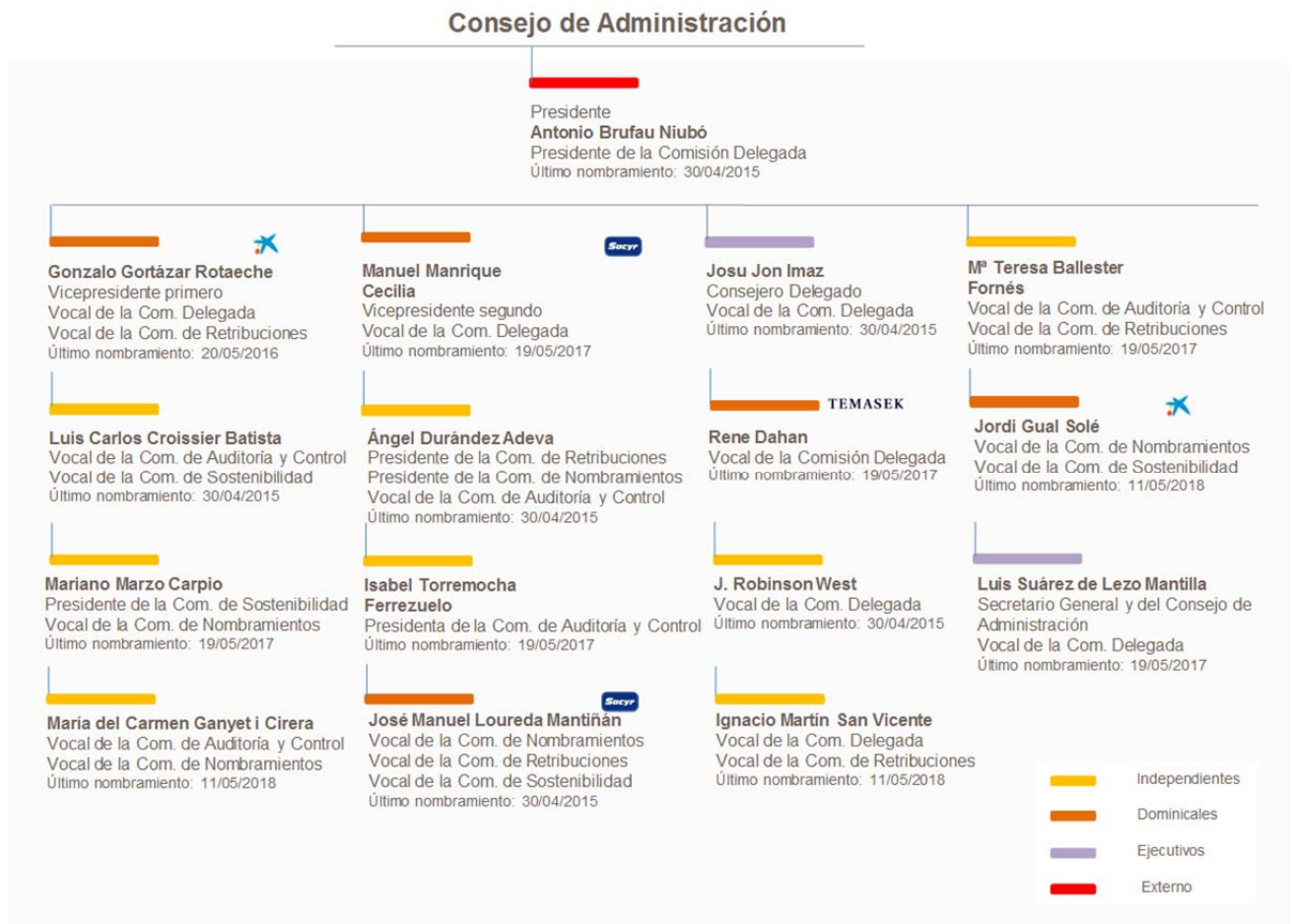
2.3 GOBIERNO CORPORATIVO

Cambios en el Consejo

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 11 de mayo de 2018 acordó la ratificación del nombramiento por cooptación y reelección por un mandato estatutario de 4 años de D. Jordi Gual Solé, así como el nombramiento como Consejeros externos independientes por un mandato estatutario de 4 años de Dña. María del Carmen Ganyet i Cirera y D. Ignacio Martín San Vicente para cubrir las vacantes generadas por la terminación del mandato de D. Artur Carulla Font y por la salida de D. Mario Fernández Pelaz.

19%
Mujeres en
el Consejo

La composición actual del Consejo de Administración (CA) y de sus Comisiones es la siguiente:



3. ENTORNO

3.1 ENTORNO MACROECONÓMICO

La **economía global**, tras experimentar un notable repunte durante 2017, cuando creció un 3,8%, ha mantenido un elevado dinamismo en la primera parte de 2018. Así, según las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI) (World Economic Outlook abril 2018), el crecimiento mundial alcanzará el 3,9% en 2018.

En todo caso y en términos secuenciales, el mayor ritmo de avance se produjo a finales de 2017 e inicios de 2018, experimentando cierta moderación en los últimos meses. Esta moderación ha sido más marcada en la zona Euro y Japón, mientras que EE.UU. está creciendo por encima de lo esperado ayudado por el impulso fiscal. Por otro lado, los países emergentes mantienen, en general, un ritmo de avance alto, destacando la recuperación de los países productores de materias primas. Sin embargo, algunos más vulnerables como Argentina y Turquía han experimentado salidas de capitales que elevan los tipos de interés domésticos, lo que repercutirá en la desaceleración de sus economías.

El alto dinamismo de la actividad mundial y el rebote de los precios del crudo están impulsando la inflación al alza, aunque partiendo de niveles bajos y manteniéndose aun relativamente contenida. En este contexto la normalización de la política monetaria ha mantenido su curso, pero sin generar demasiada inestabilidad en los mercados. La Reserva Federal de Estados Unidos (FED) ha elevado los tipos de referencia dos veces en la primera mitad del año y se esperan otras dos subidas de tipos para la segunda mitad de 2018. Mientras, el Banco Central Europeo ha anunciado el final de su programa de compra de deuda pública “*quantitative easing*” para final de año.

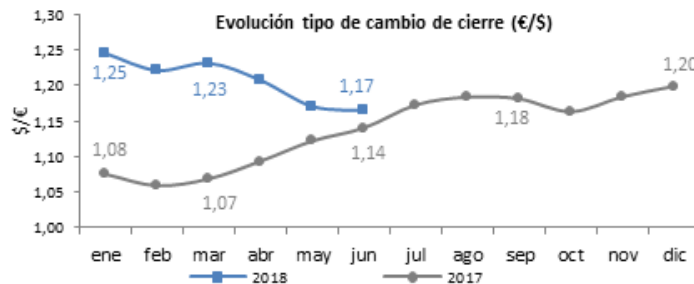
En los primeros meses de 2018 se produjo una intensificación de la **depreciación del dólar**, que llegó a niveles de 1,25 euros/dólar, ante la expectativa de que los estímulos fiscales anunciados en EE.UU. podrían intensificar aún más su desequilibrio externo (ampliación de los déficits gemelos). Sin embargo, desde inicios de abril el dólar ha revertido la depreciación previa, estabilizándose en torno a 1,16 euros/dólar, al mismo tiempo que el crecimiento en la zona euro dejó de sorprender al alza y el diferencial de tipos de interés recobró más protagonismo.

↑3,9%

Crecimiento mundial previsto en 2018

1,17 €/€

t/c cierre junio 2018



3.2 ENTORNO ENERGÉTICO

Crudo - Brent

En el mercado del crudo, el primer semestre ha estado muy marcado por la situación de escasez en la que se encuentra el balance oferta/demanda. Son varios los factores que se encuentran detrás de este déficit de oferta, entre los que destacan: i) el sólido crecimiento de la demanda mundial, a ritmos por encima del 1,5%; ii) un alto cumplimiento de los recortes de producción acordados por la OPEP y un grupo de países exportadores no-OPEP a finales de 2016 (1,8 millones de bl/d de compromiso conjunto); iii) el declino pronunciado de importantes productores como Venezuela, México y Angola; y iv) las tensiones geopolíticas.

↑36%

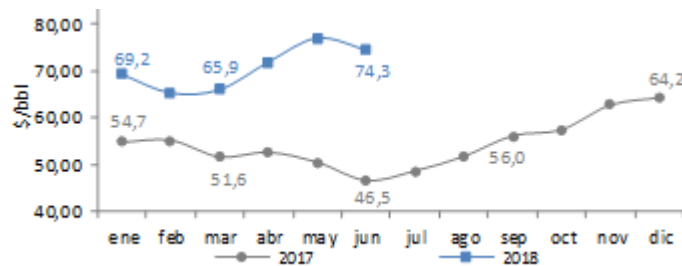
Brent

A cierre del primer semestre, el precio del crudo de calidad Brent se situó en una media de 70,6 \$/bl, un 36% superior a la media del mismo periodo de 2017. Por su parte, el crudo WTI ha promediado 65,5 \$/bl, situando el diferencial entre ambos en los 5,1 \$/bl. En la evolución del precio del Brent se puede apreciar una notable diferencia entre el primer y el segundo trimestre del año. Entre enero y marzo el precio se mantuvo entre los 65 y 70 \$/bl y tras alcanzar los 80 \$/bl a finales de mayo, se ha mantenido entre los 75 y 80 \$/bl.

La fortaleza de la demanda en el primer semestre junto con los recortes de producción acordados por la OPEP y los exportadores no-OPEP han sobre-tensionado al mercado. Países como Arabia Saudí y sus aliados del Golfo Pérsico, han mantenido un férreo control sobre los recortes, reduciendo más de lo comprometido y la situación de declino de países como Venezuela, México y Angola, ha intensificado el cumplimiento de los recortes. En conjunto, el cumplimiento se ha situado alrededor del 130%.

El 22 de junio la OPEP subrayó la necesidad de que los países se ajusten a la cuota pactada, sin sobrepasar los recortes acordados. La preocupación en el mercado es que se intensifique el declino de Venezuela y que la salida a principios de mayo de EE.UU. del acuerdo nuclear con Irán y la reimposición de sanciones a partir de noviembre, lleve a un mayor déficit de oferta y que esto se traduzca en precios mucho más altos y una menor demanda que contribuiría a relajar los precios.

Evolución de la cotización media mensual del Brent



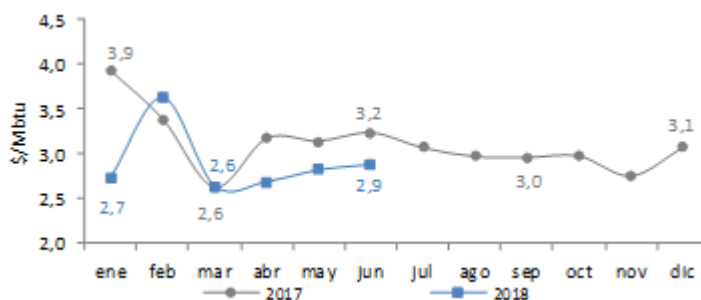
Gas Natural - Henry Hub

El precio del gas natural estadounidense Henry Hub promedió 2,9 \$/mmBtu en el primer semestre de 2018, un 11% menos que el mismo semestre de 2017. Esta tendencia se ha materializado en un contexto de incremento de la producción de gas seco (+12%), en el que el balance oferta-demanda se mantiene ajustado. El incremento de la producción ha venido acompañado por un importante incremento de las exportaciones de gas natural licuado (+62%). En este contexto, el precio se ha visto afectado por las expectativas de incremento de la producción de gas asociado a la producción de petróleo ante la subida del precio del crudo experimentada en el semestre.

↓11%
Henry Hub

El ajuste del balance materializado en 2017 se relajó durante el primer semestre de 2018 en un contexto de incremento de la producción de gas seco doméstica y de caída de la demanda interna (fundamentalmente residencial/comercial, y de generación eléctrica), en el que el crecimiento de las exportaciones (gas por tubería y gas natural licuado) ejerció de soporte principal.

Evolución de la cotización media mensual del Henry Hub



4. DESEMPEÑO FINANCIERO Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

4.1 RESULTADOS

Millones de euros	1S 2018	1S 2017	Δ
Upstream	647	339	308
Downstream	762	929	(167)
Corporación y otros	(277)	(253)	(24)
Resultado neto ajustado	1.132	1.015	117
Efecto patrimonial	202	(60)	262
Resultados específicos	212	101	111
Resultado neto	1.546	1.056	490

↑12%
Resultado neto ajustado

Los resultados del primer semestre de 2018 (en adelante, 1S18), comparados con los del mismo periodo de 2017 (en adelante, 1S17), se producen en un **entorno** caracterizado por unos precios del crudo más elevados (Brent +36%, con un notable impulso en el segundo trimestre), unos menores precios del gas (Henry Hub -11%) y un dólar más débil frente al euro (€/€ 1,21 vs. 1,08 en 1S17). Por otra parte, el indicador de margen de Refino se mantiene en niveles elevados (en torno a los 7 \$/bbl) pero descienden significativamente los indicadores internacionales del margen petroquímico como consecuencia de la subida de los precios de la nafta.

↑46%
Resultado neto

En este contexto, Repsol ha obtenido un **resultado neto ajustado** de 1.132 millones de euros (+12% vs. 1S17, impulsado por la notable mejora de los resultados del *Upstream*) que, unido a la plusvalía generada por la desinversión en Naturgy y al efecto de la revalorización de inventarios, ha permitido alcanzar un **resultado neto** de 1.546 millones de euros (+46% vs. 1S17) y un **flujo de caja libre** de 4.306 millones de euros (357% vs. 1S17). El semestre finaliza con una **deuda neta** de 2.706 millones de euros (4.771 millones de euros menos que al cierre de 1S17).

El **EBITDA** alcanza los 3.811 millones de euros (+23% respecto a 1S17), impulsado por la mejora de los resultados de las operaciones del *Upstream*.

EBITDA (millones de euros)	TOTAL	
	1S 2018	1S 2017
Upstream	2.289	1.666
Downstream	1.649	1.518
Corporación y otros	(127)	(76)
TOTAL	3.811	3.108

↑23%
EBITDA

Upstream

La **producción** media del primer semestre de 2018 asciende a 724 Kbp/d, un 6% superior a la de 2017. La mayor producción se explica por la mayor actividad en Libia, la puesta en marcha de nuevos pozos en Trinidad y Tobago, UK, USA -*Marcelus*-, Argelia y Malasia, así como la aportación de activos adquiridos en Noruega (ver apartado 5.1).

↑6%
Producción

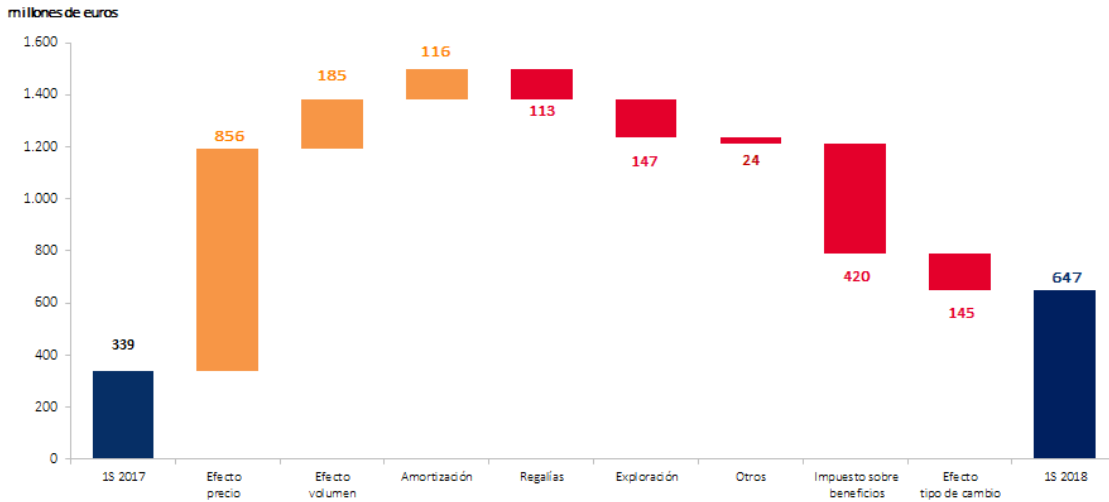
Respecto a la **actividad de exploración**, en el semestre se ha concluido la perforación de diez sondeos exploratorios, de los cuales tres se han declarado positivos (ver apartado 5.1). Adicionalmente se ha terminado en el semestre un sondeo de delineamiento/*appraisal* con resultado positivo.

El **resultado neto ajustado** de *Upstream* ha ascendido a 647 millones de euros, notablemente superior al del 1S17 (339 millones de euros). Esta mejora se explica por el incremento de los precios de realización del crudo y del gas (37% y 12%, respectivamente) y los mayores volúmenes vendidos (principalmente por Libia y UK). Estos efectos positivos se ven parcialmente compensados por el incremento de impuestos derivado de la mejora de las operaciones, el efecto negativo del tipo de cambio por el

↑91%
Resultado Upstream

debilitamiento del dólar y por los mayores gastos exploratorios derivados de la amortización y provisión de pozos e inversiones con escasa probabilidad de éxito. Adicionalmente, hay que considerar el impacto en resultados de la nueva fórmula de cálculo de las amortizaciones de activos productivos (ver Nota 2.2.3 de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2018).

Variación del Resultado neto ajustado *Upstream*



El **EBITDA** de *Upstream* asciende a 2.289 millones de euros, un 37% superior al del mismo periodo del año anterior, impulsado por el mejor resultado de las operaciones y de manera destacada por la mejora de la actividad en Libia, UK, Noruega, Brasil y Argelia.

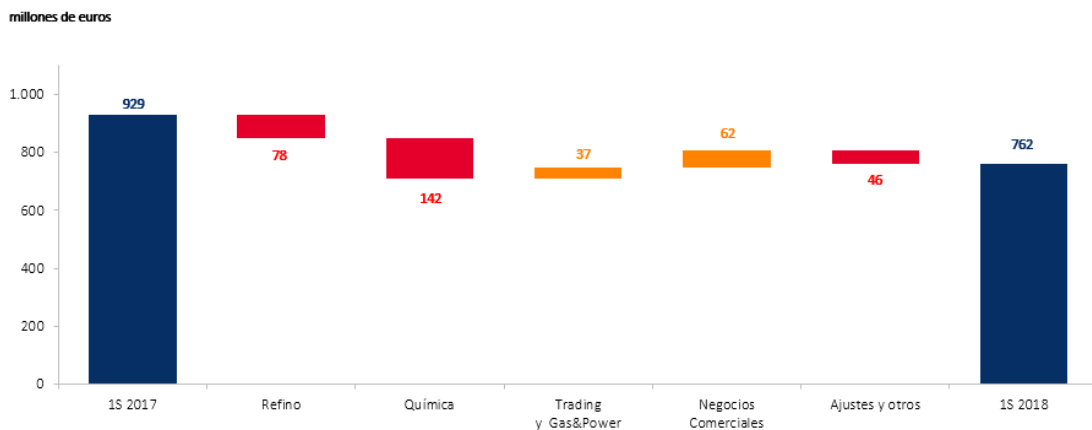
Las **inversiones** del primer semestre (900 millones de euros) están en línea con las del 1S17. Las inversiones se han acometido fundamentalmente en activos en producción y/o desarrollo, principalmente en EE.UU, Canadá, Trinidad y Tobago, Indonesia, Malasia y UK, destacando la adquisición del 7,7% del campo Visund en Noruega (ver Apartado 5.1).

900 M€
Inversiones
Upstream

Downstream

El **resultado neto ajustado** en el primer semestre de 2018 ha sido de 762 millones de euros, frente a los 929 millones de euros del primer semestre de 2017.

Variación del Resultado neto ajustado *Downstream*



↓18%
Resultado
Downstream

La variación del resultado obedece principalmente a:

- En **Refino**, a pesar del incremento de márgenes (entorno internacional más favorable) y de ventas en España, se obtienen menores resultados por el efecto negativo del debilitamiento del dólar y por la reducción de márgenes en Perú (afectados por los mecanismos de precio en el país y el peor entorno internacional).
- En **Química**, los menores resultados se explican por el debilitamiento del entorno internacional, fundamentalmente como consecuencia del incremento de los precios de la nafta, así como por las menores ventas y los mayores costes variables derivados de incidencias operativas y paradas por mantenimiento.
- En **Trading y Gas&Power** se consiguen mejores resultados, principalmente por los mayores márgenes en el trading de gas en Norteamérica.
- En **Negocios Comerciales**, los mayores resultados se producen principalmente en las líneas de *Marketing* (impulsados por la mejora de márgenes manteniendo el nivel de ventas) y de *GLP* (por los mejores márgenes del negocio de envasado regulado y los mayores volúmenes vendidos como consecuencia de las menores temperaturas).

El **EBITDA** de *Downstream* asciende a 1.649 millones de euros, un 9% superior al del mismo periodo del año anterior.

Las **inversiones** de explotación de *Downstream* en el primer semestre de 2018 ascienden a 325 millones de euros (un 16% superiores a las del 1S2017). Las principales inversiones son las acometidas para la mejora de la eficiencia energética, seguridad y medio ambiente, así como por las paradas plurianuales de las refinerías en España, el mantenimiento de las plantas de Química y la remodelación del bloque de gasolinas en la refinería de la Pampilla en Perú.

↑9%
EBITDA
Downstream

Corporación y otros

Los resultados del semestre ascienden a -277 millones de euros (frente a los -253 millones de euros del 1S17). El resultado financiero mejora por los menores intereses de la deuda y por los mejores resultados obtenidos en la gestión de posiciones (divisa y autocartera); también se reducen los costes corporativos, a pesar de los incrementos derivados de los proyectos de digitalización. Estos efectos positivos se han visto compensados por el impacto negativo de los ajustes por eliminación de operaciones intragrupo, entre el segmento *Upstream* y *Downstream*, todavía no trascendidas a terceros.

El **Efecto Patrimonial** asciende a 202 millones de euros y se explica por la evolución al alza de los precios de crudos y productos petrolíferos en el periodo.

Los **Resultados específicos** ascienden a 212 millones de euros, que se explican principalmente por: i) la plusvalía por la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (344 millones de euros), ii) los saneamientos extraordinarios en Venezuela (por un importe neto de -451 millones de euros por riesgo de recuperación de créditos, activos fiscales e inversiones) y iii) los resultados extraordinarios por diferencias de cambio en instrumentos de financiación (398 millones de euros).

Millones de euros	1S 2018	1S 2017
Desinversiones	7	23
Reestructuración plantillas	(17)	(36)
Deterioros	(123)	(26)
Provisiones y otros	(67)	30
Operaciones interrumpidas (ver Nota 2.2)	412	111
TOTAL	212	102

El **resultado neto**, como consecuencia de todo lo anterior, ha ascendido a 1.546 millones de euros, un 46% superior a 2017.

INDICADORES DE RENTABILIDAD	2018	2017
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) (%)	8,2 ⁽¹⁾	6,4
Beneficio por acción (€/acción)	0,97	0,66

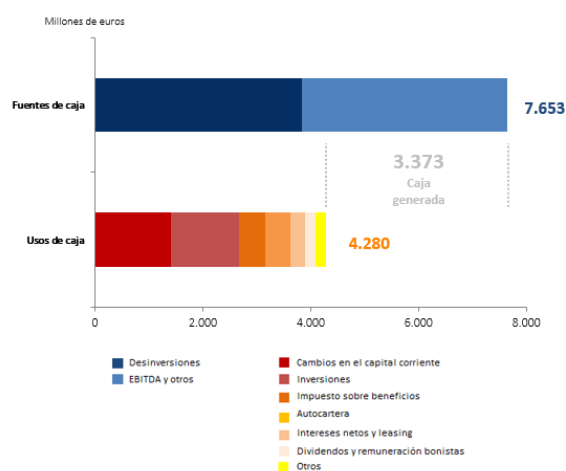
8,2%
ROACE

⁽¹⁾ No incluye operaciones interrumpidas (Naturgy); incluyéndolas, el ROACE asciende al 9%.

4.2 FLUJOS DE CAJA

El **flujo de caja libre** en 2018 ha ascendido a 4.306 millones de euros, frente a los 943 millones en 2017, explicado principalmente por la mejora del EBITDA y la desinversión en Naturgy.

FLUJOS DE CAJA (Millones de euros)	1S 2018	1S 2017
EBITDA	3.811	3.108
Cambios en el capital corriente	(1.414)	(387)
Cobros de dividendos	4	140
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(490)	(380)
Otros cobros/(pagos)	(185)	(306)
I. Flujo de las operaciones	1.726	2.175
Pagos por inversiones	(1.258)	(1.264)
Cobros por desinversiones	3.838	32
II. Flujo de inversión	2.580	(1.232)
FLUJO DE CAJA LIBRE (I + II)	4.306	943
Dividendos y otros instr. de patrimonio	(196)	(345)
Intereses netos y leasing	(280)	(143)
Autocartera	(457)	(183)
CAJA GENERADA	3.373	272



El **flujo de caja de las operaciones** (1.726 millones de euros) ha sido suficiente para cubrir las inversiones y el pago de intereses y de dividendos. No obstante, es menor al obtenido en el 1S17: el aumento del EBITDA de los negocios se ha visto compensado por los mayores pagos por impuestos, el aumento del fondo de maniobra principalmente en *Downstream* (por el incremento en las existencias como consecuencia del alza de precios) y la ausencia de los cobros por dividendos de Naturgy.

3.373 M€
Caja generada

El **flujo de caja de las actividades de inversión** (2.580 millones de euros) refleja el mantenimiento del esfuerzo inversor del año anterior y se ve determinado por la caja obtenida en la desinversión en Naturgy (3.816 millones de euros).

Como consecuencia de todo lo anterior, una vez se ha hecho frente al pago de los costes de financiación (280 millones de euros), la retribución a los accionistas (196 millones de euros) y la adquisición de autocartera (ver apartado 4.4), la **caja generada** ha ascendido a 3.373 millones de euros.

4.3 SITUACIÓN FINANCIERA

Durante el primer semestre de 2018, en línea con el compromiso de fortalecimiento de la estructura financiera del Grupo, se ha continuado con las diferentes medidas que han permitido reducir la deuda.

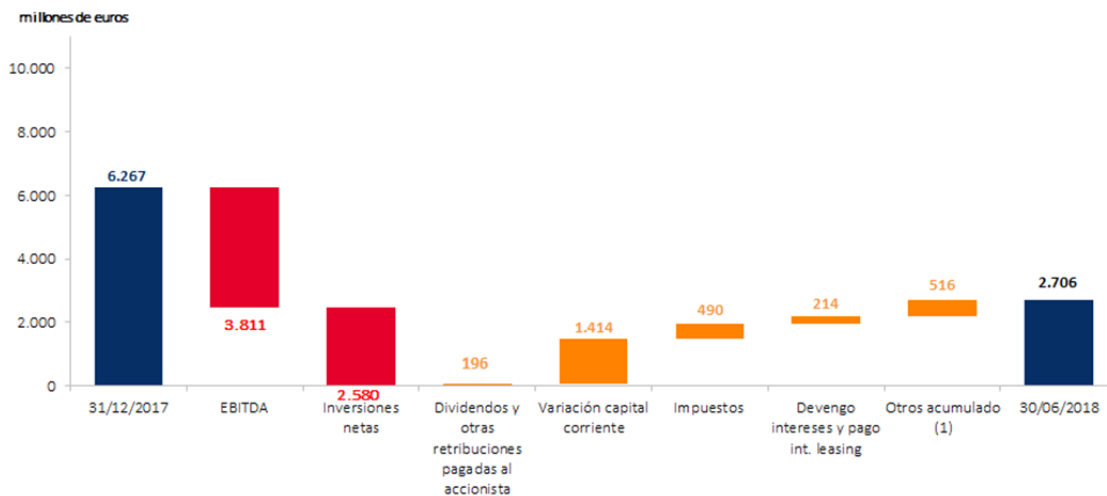
En línea con la política de prudencia financiera y del compromiso de mantenimiento de un alto grado de liquidez, los recursos líquidos mantenidos por el Grupo al final del ejercicio en forma de efectivo y líneas de crédito disponibles superan ampliamente los vencimientos de deuda a corto plazo.

Endeudamiento

La **deuda neta** (2.706 millones de euros al final semestre) es significativamente inferior a la existente a 30 de junio de 2017 (7.477 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2017 (6.267 millones de euros)

como consecuencia, principalmente, de la mejora de la caja generada por los negocios y de la caja obtenida tras la desinversión de Naturgy.

Variación de la deuda neta



↓4.771 M€
 Reducción
 Deuda

(1) Incluye fundamentalmente las operaciones de autocartera, cobro de dividendos, otros pagos de actividades de explotación y el efecto de tipo de cambio.

Principales operaciones de financiación

Durante los seis primeros meses de 2018 no se han producido nuevas emisiones de obligaciones o valores negociables. Se han producido las siguientes cancelaciones o recompras:

- En enero de 2018, ROGCI ha recomprado un bono de vencimiento en febrero de 2021 y un cupón fijo anual del 3,75% por un total de 251 millones de dólares;
- En febrero de 2018 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en septiembre de 2012 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 750 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,375%.

Como consecuencia de ello las **emisiones vivas** a 30 de junio son:

Emisor	Moneda	Bonos ⁽¹⁾		
		Nominal	Cupón	Vencimiento ⁽⁶⁾
Repsol International Finance, B.V.	€	600 ⁽²⁾	Eur. 3M+70p.b.	2018
Repsol International Finance, B.V.	€	1.000 ⁽³⁾	4,88	2019
Repsol International Finance, B.V.	€	100	0,125	2020
Repsol International Finance, B.V.	€	1.200 ⁽³⁾	2,63	2020
Repsol International Finance, B.V.	€	600 ⁽³⁾	2,13	2021
Repsol International Finance, B.V.	€	1.000 ⁽³⁾	3,63	2021
Repsol International Finance, B.V.	€	500 ⁽³⁾	0,50	2022
Repsol International Finance, B.V.	€	500 ⁽³⁾	2,25	
Repsol Oil&Gas Canada, Inc.	\$	50 ⁽⁴⁾	7,25	
Repsol International Finance, B.V.	€	100 ⁽³⁾	5,38	
Repsol Oil&Gas Canada, Inc.	\$	88 ⁽⁴⁾	5,75	2023 y siguientes
Repsol Oil&Gas Canada, Inc.	\$	102 ⁽⁴⁾	5,85	
Repsol Oil&Gas Canada, Inc.	\$	115 ⁽⁴⁾	6,25	
Repsol Oil&Gas Canada, Inc.	\$	57 ⁽⁴⁾	5,50	
Repsol International Finance, B.V.	€	1.000 ⁽⁵⁾	4,50	

(1) No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por RIF el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros, que califica como instrumento de patrimonio.

(2) Bono cancelado a su vencimiento el 6 de julio de 2018.

(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 de Repsol Oil & Gas Canada, Inc., garantizadas por Repsol, S.A.
 (5) Bono subordinado y vencimiento a 60 años emitido por RIF y garantizado por Repsol S.A. Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.
 (6) Para más información sobre los vencimientos véase Nota 4.2 de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2018.

Adicionalmente, RIF mantiene un Programa de Papel Comercial (*Euro Commercial Paper ECP*) garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros cuyo saldo vivo a 30 de junio de 2018 es de 1.298 millones de euros.

El cronograma de **vencimiento de la deuda bruta** al 30 de junio de 2018 es el siguiente:

Vencimientos	Deuda Bruta (Millones de euros)
2018	2.666
2019	1.536
2020	1.989
2021	1.158
2022	622
2023 y siguientes	2.502
TOTAL	10.472

10.472 M€
Deuda Bruta

Prudencia financiera

La liquidez del Grupo al 30 de junio de 2018, incluyendo las líneas de crédito comprometidas y no dispuestas, se ha situado en 9.832 millones de euros, suficiente para cubrir 2,42 veces los vencimientos de deuda a corto plazo. Repsol tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 2.393 y 2.503 millones de euros a 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

Liquidez
2,42 veces
vencimientos
deuda c/p

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	30/06/2018	30/06/2017
Deuda financiera neta (millones de euros)	2.706	7.477
Deuda financiera neta / EBITDA (x veces)	0,36	1,20
Deuda financiera neta / Capital empleado total (%)	8,0	19,9
Liquidez / Deuda Bruta a corto plazo (x veces)	2,42	1,91
Intereses deuda / EBITDA (%)	3,8	5,9

Calificación crediticia

En la actualidad, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. y ROGCI por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S		MOODY'S		FITCH	
	Repsol, S.A.	ROGCI	Repsol, S.A.	ROGCI	Repsol, S.A.	ROGCI
Largo	BBB	BBB	Baa2	Baa2	BBB	BBB
Corto	A-2	A-2	P-2	NR	F-3	F-3
Perspectiva	estable	estable	estable	estable	estable	estable
Última modificación	28/11/2017	28/11/2017	22/06/2017	22/06/2017	16/05/2017	16/05/2017

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Al 30 de junio de 2018 el saldo de acciones en patrimonio propias asciende a 18.262.941 millones de acciones (incluyendo derivados contratados por Repsol, S.A. con entidades financieras sobre un notional total de 10 millones de acciones) representativas de un 1,14% del capital social a dicha fecha. Para más información véase la Nota 4.1 "Acciones y participaciones en patrimonio propias" de los Estados financieros intermedios del primer semestre 2018.

4.4 RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

La retribución percibida por los accionistas en el primer semestre de 2018, derivada del programa “Repsol dividendo flexible”, incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2018 (0,388 euros brutos por derecho). Así, Repsol ha pagado durante el primer semestre de 2018 un importe bruto total de 153 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 29.068.912 acciones nuevas, por un importe equivalente de 440 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

0,388 €/acción
Retribución al accionista

Asimismo, en julio de 2018 en el marco del programa “Repsol dividendo flexible” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo complementario del ejercicio 2017, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 100 millones de euros (0,485 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 39.708.771 acciones, por un importe equivalente de 655 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

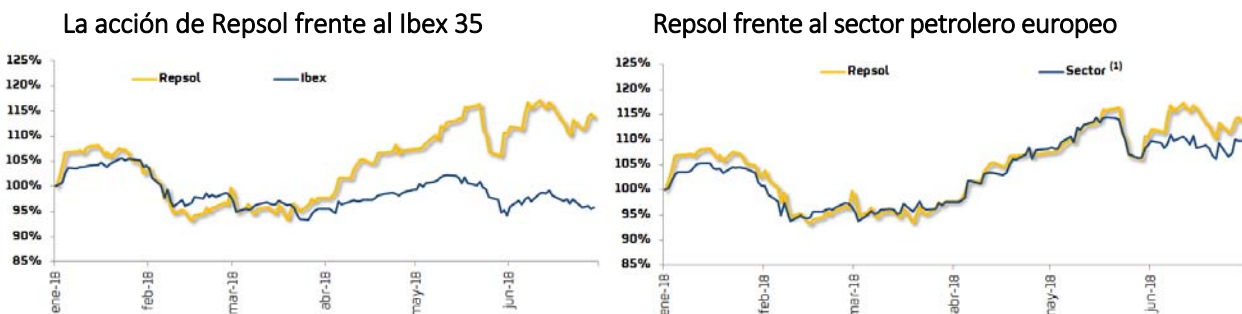
La Junta General Ordinaria de Accionistas 2018 aprobó una reducción de capital mediante la amortización de acciones propias¹, con la finalidad de compensar el efecto dilutivo de las ampliaciones de capital liberadas que se formalicen en el ejercicio 2018 en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” descritas en este apartado). El principal efecto de la indicada reducción de capital será un incremento del beneficio por acción, lo que redundará en favor de sus accionistas

↑14%
Revalorización de la acción en el semestre

Para información complementaria sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “Repsol dividendo flexible”, véase el apartado “Capital” de la Nota 4.1 “Patrimonio Neto” de los Estados financieros intermedios del primer semestre de 2018.

Nuestra acción

La acción de Repsol finalizó el primer semestre de 2018 con una revalorización del 14%, superando tanto al índice Ibex 35 como a la media de sus comparables en el sector Oil&Gas europeo.



Fuente: Bloomberg

⁽¹⁾ Compañías europeas del sector consideradas: BP, Shell, Total, Eni, Equinor, Galp y OMV.

La cotización de la acción se vio impulsada positivamente por el progreso en la consecución de los objetivos estratégicos de la compañía y por la recuperación del precio del crudo.

El crudo Brent, que cotizaba al inicio del ejercicio en el entorno de los 67 dólares por barril, inició una senda alcista desde el mes de abril que le permitió cerrar el primer semestre revalorizándose hasta alcanzar el entorno de los 79 dólares.

¹ Mediante la amortización de la autocartera existente a 4 de abril de 2018 y de las acciones que se adquieran a través de un programa de recompra de acciones y, en su caso, a través de la liquidación de derivados contratados con anterioridad al 4 de abril de 2018.

A continuación el detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante 2018 y 2017:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	1S 2018	1S 2017
Retribución al accionista (€/acción) ⁽¹⁾	0,388	0,335
Cotización al cierre del periodo ⁽²⁾ (euros)	16,77	13,40
Cotización media del periodo (euros)	15,44	14,28
Precio máximo del periodo (euros)	17,28	15,09
Precio mínimo del periodo (euros)	13,75	13,40
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.556	1.496
Capitalización bursátil al cierre del periodo (millones de euros) ⁽³⁾	26.094	20.052
Valor en libros por acción (euros) ⁽⁴⁾	19,8	20,01

⁽¹⁾ La Retribución al Accionista incluye, para cada periodo, 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 por acción a cierre x el Número de acciones en circulación.

⁽⁴⁾ Patrimonio neto atribuido a la entidad dominante / Número de acciones en circulación al cierre del periodo.

5. DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1 UPSTREAM

Principales magnitudes operativas

	1S 2018	1S 2017
Producción neta total de líquidos (kbbbl/d)	266	256
Producción neta total de gas (kbep/d)	458	429
Producción neta total hidrocarburos (Kbep/d)	724	685
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	64,2	46,7
Precio medio de realización del gas (\$/kscf)	3,3	2,9
Bonos, sondeos secos y gastos generales y de administración ⁽¹⁾	223	141

⁽¹⁾ Solamente costes directos asignados a proyectos de exploración.

Nuestro desempeño en 2018

Millones de euros	1S 2018	1S 2017	Δ
Resultado de las operaciones	1.236	503	733
Impuesto sobre beneficios	(594)	(176)	(418)
Participadas y minoritarios	5	12	(7)
Resultado Neto Ajustado ⁽¹⁾	647	339	308
Resultados específicos	(132)	11	(143)
Resultado Neto	515	350	165
Tipo Impositivo Efectivo (%)	48	35	13
EBITDA	2.289	1.666	623
Inversiones	900	906	(6)

⁽¹⁾ Detalle resultado neto ajustado por área geográfica:

Área geográfica	1S 2018	1S 2017	Δ
Europa, África y Brasil	358	141	217
Latinoamérica - Caribe	260	159	101
Norteamérica	115	(25)	140
Asia y Rusia	132	74	58
Exploración y otros	(218)	(10)	(208)
Resultado neto ajustado	647	339	308

Principales acontecimientos del semestre (1/2):

- La **producción media en Upstream** alcanzó 724 Kbep/d en el primer semestre de 2018, lo que supone un incremento del 6% (39 Kbep/d) con respecto al mismo periodo de 2017. Este incremento es debido principalmente al *ramp-up* de la producción en Libia, la puesta en marcha de los proyectos TROC y *Juniper* (Trinidad y Tobago), *Shaw* y *Cayley* (Reino Unido), *Reggane* (Argelia) y *Kinabalu* (Malasia) y la puesta en producción de nuevos pozos en Marcellus (USA), así como la adquisición del campo *Visund* (Noruega). Todo ello compensado por el efecto de las desinversiones realizadas en el campo SK (Rusia), la menor demanda del mercado brasileño en Bolivia, la menor producción en Venezuela y menores ventas de gas en PM3 (Malasia).
- Campaña exploratoria:** En el primer semestre se ha concluido la perforación de 10 sondeos exploratorios y 1 sondeo de delineamiento/appraisal, 4 con resultado positivo (3 exploratorios en Colombia y uno de *appraisal* en Rusia) y 7 con resultado negativo (en Argelia, Bolivia, EE.UU., Gabón, Malasia y Noruega). Al final del periodo se encontraban en curso 6 sondeos exploratorios.
- Adquisición de **dominio minero:** 5 bloques en México (3 en aguas profundas y 2 en aguas someras); 3 bloques en la Ronda 15 de Brasil (2 bloques en la cuenca de Campos y uno en Cuenca de Santos), 3 licencias en el Mar de Noruega, 6 acuerdos de evaluación técnica en Perú (5 *offshore* en la Cuenca de Pisco y 1 *onshore* en la Cuenca de *Pachitea*) y un bloque por adjudicación directa en Indonesia (bloque terrestre *South East Jambi* en la isla de Sumatra).
- El 25 de enero se anunció el inicio de las operaciones de perforación contempladas dentro del programa de desarrollo y puesta en producción del proyecto de aguas profundas **Buckskin** en el **Golfo de México estadounidense**, en el área de *Keathley Canyon*. Repsol participa con un 22,5% siendo el operador la compañía LIOG. Para llevar a cabo la perforación de desarrollo en *Buckskin* se ha optado por la plataforma de perforación *Seadrill West Neptune* (buque de vanguardia clase DP3 de sexta generación para la perforación en aguas profundas).

Principales acontecimientos del semestre (2/2):

- Adquisición el 31 de enero a Total del 7,7% del campo *Visund*, situado en aguas del Mar del Norte de **Noruega**. El campo, operado por Equinor, es un yacimiento de crudo y gas situado a 22 kilómetros de la costa de Noruega. En la primera mitad de 2018 ha alcanzado una producción diaria media 100% de 136.000 bepd (más de 120.000 bepd en 2017).
- El 15 de marzo Repsol anunció la presencia de hidrocarburos en el pozo exploratorio Lorito-1, localizado en el bloque CPO-9 (Ecopetrol: 55% WI y operador; Repsol: 45%) situado en la cuenca de Llanos en **Colombia**. Tras las pruebas realizadas para probar los resultados del pozo se confirmó en el segundo trimestre como descubrimiento comercial. Lorito-1 es parte de los proyectos de exploración en el bloque CPO-9.
- En **Noruega** en el primer trimestre de 2018 las autoridades del país aprobaron el Plan de Desarrollo del campo YME (situado en los bloques PL 316 y PL 316B de la cuenca de *Egersund*), presentado a finales de 2017 por el consorcio liderado por Repsol (operador y 55% W.I.).
- En marzo de 2018 se recibió en **Bolivia** la ratificación oficial de la extensión, previamente aprobada en diciembre de 2017 por la Asamblea Boliviana, por 10 años de la Licencia *Caipipendi* (campo Margarita) hasta el año 2041, más 5 años adicionales en función del volumen de reservas a ser incorporadas.
- El 17 de abril se anunció la aprobación para el inicio de la fase 1 del Plan de Desarrollo del proyecto *Akacias*, ubicado en el Bloque CPO-9 (Ecopetrol: 55% WI y operador; Repsol: 45%) de **Colombia**. Este plan incluye la perforación de 19 pozos productores. Las expectativas con esta campaña son las de alcanzar una producción de 16.000 bopd (incluidos los pozos existentes). Durante este año 2018 se espera recibir la aprobación para continuar con el Plan de Desarrollo completo de *Akacias* y la perforación de 78 pozos adicionales, así como las instalaciones de tratamiento. El descubrimiento de *Akacias* se produjo en el año 2010.
- En **Perú** en abril se inició la producción de un nuevo pozo en el campo *Sagari* en el bloque 57 en el marco del Plan de Desarrollo de este activo. *Sagari* inició su producción en noviembre de 2017 y está ubicado en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, una de las zonas gasíferas más prolíficas del país. Repsol es la compañía operadora, con una participación del 53,84%.
- El 12 de mayo se inició la producción de gas en el proyecto de desarrollo de gas *Bunga Pakma* en el bloque *offshore* PM3 CAA en **Malasia** (en el que Repsol es operador con un 41,44% de participación).
- En junio se alcanzó un acuerdo para la venta de la participación de Repsol en todos los activos de su portafolio en **Papúa Nueva Guinea** (9 bloques: 4 exploratorios con una extensión neta de 7.418 km² y 5 en fase previa de desarrollo con una superficie neta de 1.303 km²), que está sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes.
- En junio Repsol y Total alcanzaron un acuerdo con la compañía estatal argelina, *Sonatrach*, para extender por 25 años la licencia del campo de gas y condensado *Tin Fouye Tabankort* (TFT) en la cuenca *Illizi* en **Argelia**.
- En el primer semestre de 2018 en el proyecto de redesarrollo del campo *offshore* Kinabalu en **Malasia**, en el oeste de la cuenca *Malay*, se pusieron en producción 6 nuevos pozos. En octubre de 2017 se inició la producción de crudo de este proyecto (en el que Repsol es la compañía operadora con el 60% de participación).

5.2 DOWNSTREAM

Principales magnitudes

	1S 2018	1S 2017
Capacidad de refino (kbb/d)	1.013	1.013
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	117	117
Índice de conversión en España (%)	63	63
Utilización conversión refino España (%)	103,9	100,0
Utilización destilación refino España (%)	90,4	89,3
Crudo procesado (millones de t)	22,4	22,6
Europa	20,1	19,8
Resto del mundo	2,3	2,8
Indicador de margen de refino (\$/Bbl)		
España	6,9	6,6
Perú	2,0	5,5
Número de estaciones de servicio	4.759	4.712
Europa	4.182	4.246
Resto del mundo	577	466
Ventas de productos petrolíferos (kt)	25.217	25.071
Europa	22.036	21.794
Resto del mundo	3.181	3.277
Ventas de productos petroquímicos (kt)	1.313	1.407
Europa	688	1.189
Resto del mundo	625	218
Ventas de GLP (kt)	739	750
Europa	727	740
Resto del mundo	12	10
Ventas de gas en Norteamérica (Tbtu)	258	266
GNL regasificado (100%) en Canaport (Tbtu)	12,5	9,8

Nuestro desempeño en 2018

Millones de euros	1S 2018	1S 2017	Δ
Resultado de las operaciones	985	1.234	(250)
Impuesto sobre beneficios	(229)	(301)	74
Participadas y minoritarios	6	(4)	9
Resultado Neto Ajustado ⁽¹⁾	762	929	(167)
Efecto Patrimonial	202	(60)	262
Resultados específicos	(18)	22	(40)
Resultado Neto	946	891	55
Tipo Impositivo Efectivo (%)	23	24	(1)
EBITDA	1.649	1.518	131
Inversiones	325	279	46

⁽¹⁾ Detalle Resultado Neto Ajustado por área geográfica:

Área geográfica	1S 2018	1S 2017	Δ
Europa	723	883	(160)
Resto del mundo	39	46	(7)
Resultado Neto Ajustado	762	929	(167)

Principales acontecimientos del semestre (1/2):

- Durante el semestre, y aprovechando las paradas programadas en las refinerías de Puertollano y Tarragona, se han llevado a cabo **mejoras** relacionadas con la eficiencia energética, la seguridad y la fiabilidad de las Unidades.
- Repsol ha anunciado su **colaboración con Google Cloud** para el lanzamiento de un proyecto que empleará *big data* e inteligencia artificial para optimizar la gestión de la refinería de Tarragona, aportando las últimas soluciones tecnológicas en la nube de Google. El objetivo es la mejora del rendimiento global de las operaciones en la refinería.
- La planta química de poliolefinas de Tarragona ha conseguido la **Certificación en Seguridad Alimentaria** (ISO FSSC22000) tras una serie de inversiones y cambios en procesos y procedimientos a lo largo de los últimos años.
- Se ha completado con éxito la **primera producción de copolímeros de alto impacto (TPOs)** de polipropileno, que se comercializarán bajo la marca Repsol ImpactO y que irá destinada al mercado de la automoción, principalmente.
- Repsol ha llevado a cabo en Cartagena la coordinación y gestión de la **mayor operación de bunkering de GNL** hasta la fecha realizada en España (425 m³ de GNL).
- Repsol integra la tarjeta de compra El Corte Inglés (ECI) en la aplicación Repsol Waylet, de forma que los 11 millones de usuarios que disponen de esta tarjeta de compra pueden pagar en las **estaciones de servicio** de Repsol y acumular el 4% del importe total consumido para sus compras en ECI.

Principales acontecimientos del semestre (2/2):

- El Negocio Químico **se adhiere al Compromiso Voluntario “Plastics 2030”** que *PlasticEurope* presentó para incrementar la circularidad y eficiencia de recursos en los productos, a raíz de la publicación de la estrategia para plásticos de la Comisión Europea. También firma una alianza tecnológica y de suministro con PEP Licensing Limited para el desarrollo de una gama de poliolefinas biodegradables de origen fósil.
- Se adquiere una **participación del 70% en Klikin**, *startup* que ha desarrollado una plataforma digital de reserva, pago y gestión de promociones para conectar a negocios locales con sus clientes, lo que permitirá a Repsol impulsar su canal móvil de pago Waylet (permitiendo evolucionar hacia un medio universal de pago con teléfono móvil).
- Repsol y Kia Motors Ibérica **ponen en marcha WiBLE** (Widely Accesible), un nuevo operador de *carsharing* que potenciará la movilidad sostenible en las ciudades y en sus alrededores. El servicio, comenzó en el mes de julio y estará operativo en la segunda mitad de año en la ciudad de Madrid con una flota de 500 unidades de híbridos enchufables Kia Niro.
- Por primera vez, a partir de 2018, se venderá de forma directa Jet A1 al Ejército de **Francia**. Este acuerdo supone un importante hito al haber logrado que una compañía española obtenga un contrato con una de las instituciones más exigentes y de mayor prestigio en Francia. El contrato tiene una vigencia de un año con posibilidad de renovación hasta los 4 años.
- Se inauguraron las **primeras estaciones de servicio en México**, con las que Repsol inicia un proyecto de largo plazo, con el objetivo de alcanzar en los próximos cinco años una cuota de mercado del 8-10%. A 30 de junio, se han puesto en marcha 50 estaciones de servicio en el país, de los 101 contratos de abanderamiento ya firmados. En el segundo semestre está previsto incorporar otros 150 nuevos puntos de venta hasta llegar a los 200 previstos para este año.
- El 21 de febrero Repsol ha firmado un “*Head of Agreement*” con Pertamina (**Indonesia**) donde se fija la hoja de ruta para el desarrollo de la ingeniería del proyecto para la construcción de una planta de especialidades TDAE (*Treated Distillate Aromatic Extracted*), aceites extensores para la aplicación en neumáticos.
- Durante el mes de junio Repsol ha alcanzado un **acuerdo para la compra de los negocios no regulados de generación de electricidad de bajas emisiones de Viesgo** (centrales hidroeléctricas y centrales de ciclo combinado) y su comercializadora de gas y electricidad, para más información véase el apartado 2.2.
- Repsol recibió el **premio al mejor productor europeo de polipropileno**, por parte de la asociación de transformadores *European Plastics Converters* (EuPC). Se trata del tercer año consecutivo que los clientes premian a Repsol; ya en 2016 y 2017 se recibió el premio en polietileno de alta densidad.

5.3 CORPORACIÓN

Nuestro desempeño financiero

<i>Millones de euros</i>	1S 2018	1S 2017	Δ
Corporación y ajustes	(178)	(124)	(53)
Resultado financiero	(175)	(229)	55
Impuesto de beneficios	77	101	(45)
Participadas y minoritarios	(1)	(1)	(1)
Resultado Neto Ajustado	(277)	(253)	(42)
Resultados específicos	362	68	517
Resultado Neto	85	(185)	517
Tipo Impositivo Efectivo (%)	22	29	(16)
EBITDA	(127)	(76)	(51)
Inversiones	20	16	4

Principales acontecimientos del semestre:

- El 11 de mayo se celebró la **Junta General de accionistas**.
- En mayo, se ha vendido la totalidad de las acciones en **Naturgy Energy Group, S.A.**, representativas de un 20,072% del capital social, a Rioja Bidco Shareholdings, S.L.U. por un importe total de 3.816 millones de euros (ver apartado 2.2).
- En junio, se ha publicado la **actualización del Plan Estratégico 2016-2020** (ver apartado 2.1).

6. SOSTENIBILIDAD

Principales acontecimientos del semestre:

- **Plan Global de Sostenibilidad.** Se ha revisado el Plan Global de Sostenibilidad y se han aprobado las líneas de actuación anuales para la consecución de los objetivos definidos a 2020.
- **Cambio climático.** En abril Repsol se ha adherido al Task Force on Climate-related Financial Disclosure (TCFD), que promueve el Consejo de Estabilidad Financiera (Financial Stability Board, FSB por sus siglas en inglés) y cuyo objetivo es la transparencia en materia de riesgos relacionados con el cambio climático.

En junio de 2018 Repsol ha publicado el primer Informe del bono “verde” emitido en mayo de 2017, cuyos fondos se destinan a refinanciar y financiar proyectos dirigidos a evitar gases de efecto invernadero en las actividades de Refino y Química en España y Portugal. La información se encuentra disponible en www.repsol.com.

- **Personas y diversidad:** Los cambios en el Consejo de Administración (ver apartado 2.3) han incrementado la proporción de mujeres en el Consejo de Administración del 13,3% al 18,8%. El objetivo a 2020 marcado en el Plan Global de Sostenibilidad es aumentar la proporción de mujeres en el Consejo de Administración y en puestos de liderazgo al 30%.

Durante los seis primeros meses del ejercicio 2018 se han producido 1.830 nuevas contrataciones (un 24% más que en el 1S17), de las cuales un 37% de las altas corresponden a contratos de carácter fijo alcanzando un número total de 25.580 empleados al cierre del semestre.

En cuanto a la negociación colectiva, tras la firma en noviembre de 2017 del IX Acuerdo Marco para la mayoría de las sociedades del Grupo en España, se han firmado los convenios colectivos de varias de las principales compañías en España (Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Química S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.).

- **Operación segura.** Durante el primer semestre del ejercicio 2018 no se ha producido ninguna fatalidad de nuestro personal propio o contratista.

El desempeño en seguridad personal medido a través del Índice de Frecuencia Total (IFT) ha aumentado un 5% con respecto al indicador de 2017, con un incremento en el número de incidentes con pérdida de días del [14]% y una reducción de las horas trabajadas del [4]%.

La accidentabilidad de procesos medida por el indicador PSIR TIER₁ + TIER₂ se ha reducido un 58% respecto al indicador de 2017. Los incidentes clasificados como TIER₁ se han producido en Canadá, Malasia y en la refinería de Cartagena.

- **Fiscalidad responsable.** En el primer semestre de 2018, Repsol ha pagado más de 6.000 millones de euros en impuestos y cargas públicas asimilables, habiendo presentado más de 21.000 declaraciones tributarias.

Repsol está participando voluntariamente, junto con las Administraciones tributarias de cinco países de la OCDE, en un programa piloto, auspiciado por la OCDE, de investigación y evaluación multilateral y conjunta de riesgos fiscales de empresas multinacionales (*International Compliance Assurance Programme, ICAP*).

- **Ética y cumplimiento.** Durante el semestre se ha continuado con el plan de divulgación interno del Código de Ética y Conducta, que incluye un nuevo curso que tiene por objeto afianzar los conocimientos ya adquiridos, alcanzar un grado superior de comprensión sobre los comportamientos esperados, y a la vez profundizar en otras cuestiones relacionadas, como la normativa interna o la prevención contra el acoso.

ANEXO I. RIESGOS

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. Los riesgos a los que se enfrenta el Grupo en el semestre restante del ejercicio 2018 son los que se describen en el Informe de gestión que acompaña a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2017, en el apartado “Factores de riesgo” de su Anexo II. Dichos riesgos que continúan estando vigentes a fecha de publicación de este informe se actualizan con la información que se presenta a continuación:

Incertidumbre en el contexto económico actual

En el actual contexto, aunque el crecimiento global se mantiene elevado, los riesgos a la baja parecen ahora mayores que durante meses previos.

Por un lado, las amenazas de guerra comercial han ganado protagonismo (los incrementos de aranceles ya activos, tienen aún un impacto limitado, pero las amenazas de aplicar nuevos aranceles a una cantidad mucho mayor de productos podrían afectar al crecimiento mundial). Además, un giro proteccionista no sólo reduciría el comercio internacional, sino que afectaría también a los flujos transfronterizos de inversión y a la confianza, con lo que el efecto final podría ser mayor y duradero. En todo caso, aún hay margen para que las negociaciones en marcha fructifiquen.

Por otro lado, la reciente apreciación del dólar y la normalización de la política monetaria en EE.UU están repercutiendo en unas condiciones financieras globales menos laxas y problemas para algunos países emergentes con elevada necesidad de financiación externa, como Argentina y Turquía.

Finalmente, los planes del nuevo gobierno en Italia, que incluyen un fuerte incremento del endeudamiento y una clara postura anti-inmigración, pueden generar tensiones en Europa.

En cuanto a la cotización del petróleo, el escenario que plantea la Agencia Internacional de la Energía es el de un mercado en equilibrio para el resto de este año y buena parte del que viene, lo que mantendría los precios en torno a los actuales. En relación a los riesgos asociados, una demanda menor a la esperada o una producción sustancialmente mayor de países como Arabia Saudí o Rusia podrían someter los precios a la baja. Sin embargo, actualmente el mercado identifica como mayor riesgo el significativo declino de Venezuela, la reimposición de sanciones a Irán y la saturación de la capacidad de los oleoductos de salida de producción de *Permian* en Texas, que podría limitar el auge que ha experimentado la región en los últimos años y que no es previsible que se resuelva hasta la segunda mitad de 2019.

Localización de las reservas (Riesgo geopolíticos)

Véase la Nota 4.8 “Riesgos geopolíticos” de los Estados financieros intermedios consolidados correspondientes al primer semestre 2018.

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

Véase las Notas 4.6 “Situación fiscal” y 4.7 “Riesgos litigiosos” de los Estados financieros intermedios consolidados correspondientes al primer semestre 2018.

ANEXO II. MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO

La información financiera de Repsol contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo¹ denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MAR se consideran magnitudes “ajustadas” respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE o con la Información de las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos², y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de éstas.

Las MAR son importantes para los usuarios de la información financiera porque son las medidas que utiliza la Dirección de Repsol para evaluar el rendimiento financiero, los flujos de efectivo o la situación financiera en la toma de decisiones financieras, operativas o estratégicas del Grupo.

Para información adicional, ver www.repsol.com.

1. Medidas del rendimiento financiero

Resultado neto ajustado

El **Resultado neto ajustado** es la principal medida de rendimiento financiero que la Dirección (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*) revisa para la toma de decisiones de acuerdo con la NIIF 8 “*Segmentos de operación*”.

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los correspondientes a negocios conjuntos y 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. 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.

El Resultado neto ajustado se calcula como el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición** (“*Current Cost of Supply*” o CCS³) neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos (**Resultados específicos**), ni el denominado **Efecto patrimonial**. El **Resultado financiero** se asigna al Resultado neto ajustado del segmento “*Corporación y otros*”.

El **Resultado neto ajustado** es una MAR útil para el inversor a efectos de poder evaluar el rendimiento de los segmentos de operación y permitir una mejor comparabilidad con las compañías del sector de Oil&Gas que utilizan distintos métodos de valoración de existencias (ver apartado siguiente).

¹ Véase la Nota 2.3 “*Información por segmentos de negocio*” de los Estados financieros del semestre 2018.

² La Información de las actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se prepara de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y gas, que utiliza como referencia los criterios de desglose recogidos en el Topic 932 del Financial Accounting Standards Board (FASB).

³ El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios *Downstream* que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado neto ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial. Esta medida equivale al EBIT CCS.

Efecto patrimonial

Es la diferencia entre el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS)** y el resultado calculado a Coste medio ponderado (CMP, método de valoración de inventarios utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea). Afecta únicamente al segmento *Downstream*, de forma que en el **Resultado de operaciones continuadas a CCS**, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Además del efecto anterior, el **Efecto patrimonial** incluye otros ajustes a la valoración de existencias (saneamientos, coberturas económicas...) y se presenta neto de impuestos y minoritarios. La Dirección de Repsol considera que esta es una medida útil para los inversores considerando las variaciones tan significativas que se producen en los precios de los inventarios entre periodos.

El CMP es un método contable de valoración de existencias aceptado por la normativa contable europea, por el que se tienen en cuenta los precios de compra y los costes de producción históricos, valorando los inventarios por el menor entre dicho coste y su valor de mercado.

Resultados específicos

Partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Incluye plusvalías/minusvalías por desinversiones, costes de reestructuración de personal, deterioros y provisiones para riesgos y gastos y otros. Los Resultados específicos se presentan netos de impuestos y minoritarios.

Durante el periodo se ha modificado la forma en que se presentan los resultados derivados de la variación del tipo de cambio sobre posiciones fiscales en divisa distinta de la moneda funcional, que pasan a reflejarse dentro de los resultados específicos para facilitar el seguimiento de los resultados de los negocios y alinearnos con las mejores prácticas del sector. Las magnitudes comparativas del primer semestre de 2017 no se han re-expresado, dada su inmaterialidad.

En el apartado 4.1 “Resultados” de este documento se incorporan los *Resultados Específicos* acumulados de primer semestre de 2018 y 2017. A continuación se presentan los del segundo trimestre de 2018, así como los del primer trimestre que se han re-expresado como consecuencia de la modificación indicada en el párrafo anterior:

<i>Millones de euros</i>	1T		2T	
	2018	2017	2018	2017
Desinversiones	2	19	5	5
Reestructuración plantillas	(2)	(3)	(15)	(34)
Deterioros	(2)	(28)	(121)	2
Provisiones y otros ⁽¹⁾	(30)	(12)	(37)	41
Operaciones interrumpidas (ver Apartado 2.2)	68	60	344	51
TOTAL	36	36	176	66

⁽¹⁾ Incluye el efecto del tipo de cambio sobre posiciones fiscales sobre divisa distinta de la moneda funcional.

A continuación se presenta la reconciliación de los Resultados ajustados bajo el modelo de Reporting del Grupo con los Resultados preparados bajo NIIF-UE:

	Primer semestre ⁽³⁾											
	AJUSTES											Resultado NIIF-UE
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes			
2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	
<i>Millones de euros</i>												
Resultado de explotación	2.043 ⁽¹⁾	1.613 ⁽¹⁾	(286)	(221)	(242)	(49)	282	(86)	(246)	(356)	1.797	1.257
Resultado financiero	(175)	(229)	60	39	146	5	-	-	206	44	31	(185)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	21	24	172	88	-	-	-	-	172	88	193	112
Resultado antes de impuestos	1.889	1.408	(54)	(94)	(96)	(44)	282	(86)	132	(224)	2.021	1.184
Impuesto sobre beneficios	(746)	(376)	54	94	(104)	34	(72)	22	(122)	150	(868)	(226)
Resultado procedente de operaciones continuadas	1.143	1.032	-	-	(200)	(10)	210	(64)	10	(74)	1.153	958
Resultado por operaciones continuadas atribuido a minoritarios	(11)	(17)	-	-	-	-	(8)	4	(8)	4	(19)	(13)
Resultado operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	1.132	1.015	-	-	(200)	(10)	202	(60)	2	(70)	1.134	945
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	412	111	-	-	412	111	412	111
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	1.132	1.015	-	-	212	101	202	(60)	414	41	1.546	1.056

⁽¹⁾ Resultado de las operaciones continuadas a costes de reposición (CCS).

⁽²⁾ El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de “Aprovisionamientos” y “Variación de existencias de producto” de la cuenta de pérdidas y ganancias NIIF-UE.

⁽³⁾ La información del primer semestre de 2017 se ha re-expresado como consecuencia la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 2 de los Estados financieros intermedios consolidados correspondientes al primer semestre de 2018).

	Segundo trimestre ⁽³⁾											
	AJUSTES											Resultado NIIF-UE
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes			
2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	
<i>Millones de euros</i>												
Resultado de explotación	986 ⁽¹⁾	671 ⁽¹⁾	(106)	(96)	(173)	37	294	(199)	15	(258)	1.001	413
Resultado financiero	(61)	(74)	20	8	153	1	-	-	173	9	112	(65)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	10	11	45	21	-	-	-	-	45	21	55	32
Resultado antes de impuestos	935	608	(41)	(67)	(20)	38	294	(199)	233	(228)	1.168	380
Impuesto sobre beneficios	(380)	(154)	41	67	(148)	(23)	(75)	50	(182)	94	(562)	(60)
Resultado procedente de operaciones continuadas	522	454	-	-	(168)	15	219	(149)	51	(134)	606	320
Resultado por operaciones continuadas atribuido a minoritarios	(6)	(9)	-	-	-	-	(8)	5	(8)	5	(14)	(4)
Resultado operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	549	445	-	-	(168)	15	211	(144)	43	(129)	592	316
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	344	51	-	-	344	51	344	51
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	549	445	-	-	176	66	211	(144)	387	(78)	936	367

⁽¹⁾ Resultado de las operaciones continuadas a costes de reposición (CCS).

(2) El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de “Aprovisionamientos” y “Variación de existencias de producto” de la cuenta de pérdidas y ganancias NIIF-UE.

(4) La información del segundo trimestre de 2017 se ha re-expresado como consecuencia la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 2 de los Estados financieros intermedios consolidados correspondientes al primer semestre de 2018).

Millones de euros	Primer trimestre ⁽³⁾ (4)											
	AJUSTES										Resultado NIIF-UE	
	Resultados ajustados		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		2018	2017
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Resultado de explotación	1.057 ⁽¹⁾	942 ⁽¹⁾	(180)	(125)	(69)	(86)	(12)	113	(261)	(98)	796	844
Resultado financiero	(114)	(155)	40	31	(7)	4	-	-	33	35	(81)	(120)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	11	13	127	67	-	-	-	-	127	67	138	80
Resultado antes de impuestos	954	800	(13)	(27)	(76)	(82)	(12)	113	(101)	4	853	804
Impuesto sobre beneficios	(333)	(222)	13	27	11	57	3	(28)	27	56	(306)	(166)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	621	578	-	-	(65)	(25)	(9)	85	(74)	60	547	638
Resultado por operaciones continuadas atribuido a minoritarios	(5)	(8)	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)	(5)	(9)
Resultado operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	616	570	-	-	(65)	(25)	(9)	84	(74)	59	542	629
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	68	60	-	-	68	60	68	60
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	616	570	-	-	3	35	(9)	84	(6)	119	610	689

(1) Resultado de las operaciones continuadas a costes de reposición (CCS).

(2) El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de “Aprovisionamientos” y “Variación de existencias de producto” de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias NIIF-UE.

(3) La información del primer trimestre de 2018 se ha re-expresado como consecuencia del cambio en la presentación de las variaciones del tipo de cambio sobre posiciones fiscales indicado en epígrafe de resultados específicos de este apartado.

(4) La información del primer trimestre de 2017 se ha re-expresado como consecuencia la venta de la participación en Naturgy Energy Group, S.A. (ver Nota 2 de los Estados financieros intermedios consolidados correspondientes al primer semestre de 2018).

EBITDA:

El **EBITDA** (“Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization”) es un indicador que mide el margen de explotación de la empresa antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros, reestructuraciones y amortizaciones. Al prescindir de las magnitudes financieras y tributarias, así como de gastos contables que no conllevan salida de caja, es utilizado por la Dirección para evaluar los resultados de la compañía a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector de *Oil & Gas*.

El **EBITDA** se calcula como Resultado operativo + Amortización + Deterioros + Reestructuraciones y otras partidas que no suponen entradas o salidas de caja de las operaciones (plusvalías/minusvalías por desinversiones, provisiones,...). El resultado operativo corresponde al Resultado de las operaciones continuadas a coste medio ponderado (CMP). En caso de que se utilice el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición** (CCS) se denomina **EBITDA a CCS**.

	Primer semestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	2.289	1.666	(858)	(642)	-	-	1.431	1.024
Downstream	1.649	1.518	(4)	(5)	-	-	1.645	1.513
Corporación y otros	(127)	(76)	54	-	-	-	(73)	(76)
EBITDA	3.811	3.108	(808)	(647)	-	-	3.003	2.461
EBITDA a CCS	3.529	3.194	(808)	(647)	282	(86)	3.003	2.461

(1) Corresponde a los epígrafes “Resultados antes de impuestos” y “Ajustes de resultado” de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE.

	Segundo trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	1.188	745	(424)	(251)	-	-	764	494
Downstream	916	557	(3)	(3)	-	-	913	554
Corporación y otros	(97)	(38)	41	(8)	-	-	(56)	(46)
EBITDA	2.007	1.264	(386)	(262)	-	-	1.621	1.002
EBITDA a CCS	1.713	1.463	(386)	(262)	294	(199)	1.621	1.002

⁽¹⁾ Corresponde a los epígrafes "Resultados antes de impuestos" y "Ajustes de resultado" de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE.

	Primer trimestre ⁽²⁾							
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Efecto patrimonial		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<i>Millones de euros</i>								
Upstream	1.101	921	(434)	(391)	-	-	667	530
Downstream	733	961	(1)	(2)	-	-	732	959
Corporación y otros	(30)	(38)	13	8	-	-	(17)	(30)
EBITDA	1.804	1.844	(422)	(385)	-	-	1.382	1.459
EBITDA a CCS	1.816	1.731	(422)	(385)	(12)	113	1.382	1.459

⁽¹⁾ Corresponde a los epígrafes "Resultados antes de impuestos" y "Ajustes de resultado" de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE.

⁽²⁾ La información del primer trimestre de 2018 se ha re-expresado como consecuencia del cambio en la presentación de las variaciones del tipo de cambio sobre posiciones fiscales indicado en epígrafe de resultados específicos de este apartado.

ROACE:

Esta MAR es utilizada por la Dirección de Repsol para evaluar la capacidad que tienen los activos en explotación para generar beneficios, por tanto es una medida de la eficiencia del capital invertido (patrimonio y deuda).

El **ROACE** ("Return on average capital employed") se calcula como: (Resultado Neto Ajustado, excluyendo el Resultado Financiero + Efecto Patrimonial + Resultados Específicos)¹ / (Capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas). El **Capital empleado** mide el capital invertido en la compañía de origen propio y ajeno, y se corresponde con el Total Patrimonio Neto + la **Deuda neta**. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

NUMERADOR	1S 2018	1S 2017
Resultado de explotación (NIIF-UE)	1.797	1.257
Reclasificación de Negocios Conjuntos	286	221
Impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(852)	(386)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	21	24
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	1.252	1.116
	2.752 ⁽²⁾	2.249 ⁽²⁾
DENOMINADOR (Millones de euros)		
Total Patrimonio Neto		30.183
Deuda Financiera Neta		7.477
Capital empleado a final del periodo	33.864	37.660
II. Capital empleado medio ⁽³⁾	33.485	35.170
ROACE (I/II)	8,2%	6,4%

⁽¹⁾ No incluye el impuesto sobre beneficios correspondiente al resultado financiero.

⁽²⁾ Magnitud anualizada por mera extrapolación de los datos del periodo (salvo por los Resultados específicos).

⁽³⁾ Corresponde a la media de saldo del capital empleado al inicio y al final del periodo de operaciones continuadas.

¹ Repsol ha modificado en 2018 el cálculo del ROACE para que éste considere los "Resultados específicos", mejorando así la comparabilidad con otras compañías del sector. Se ha adaptado la información correspondiente del periodo comparativo.

	1T 18 ⁽⁴⁾	1T 17	
NUMERADOR (Millones de euros)			
Resultado de explotación (NIIF-UE)	796	844	
Reclasificación de negocios conjuntos	180	125	
Impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(345)	(235)	
Resultado entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	11	13	
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	642	2.644⁽²⁾	747
DENOMINADOR (Millones de euros)			
Total Patrimonio Neto	29.284	31.425	
Deuda Financiera Neta	6.836	8.345	
Capital empleado total a final del periodo	36.120	39.770	
II. Capital empleado medio ⁽³⁾	32.968	36.134	
ROACE (I/II)	8,0%	8,5%	

⁽¹⁾ No incluye el impuesto sobre beneficios correspondiente al resultado financiero.

⁽²⁾ Magnitud anualizada por mera extrapolación de los datos del periodo (salvo por los Resultados específicos).

⁽³⁾ Corresponde a la media de saldo del capital empleado al inicio y al final del periodo de operaciones continuadas.

⁽⁴⁾ La información del primer trimestre de 2018 se ha re-expresado como consecuencia del cambio en la presentación de las variaciones del tipo de cambio sobre posiciones fiscales indicado en epígrafe de resultados específicos de este apartado.

2. Medidas de caja

Flujo de caja de las operaciones, flujo de caja libre, caja generada y liquidez:

Las tres principales medidas utilizadas por parte de la Dirección del Grupo para evaluar la generación de caja del periodo son el **Flujo de caja de las operaciones (FCO)**, el **Flujo de caja libre** y la **Caja generada**.

El **Flujo de caja las operaciones** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y se calcula como: EBITDA +/- Cambios en el capital corriente (o también denominado Fondo de Maniobra) + Cobro de dividendos + Cobros/-pagos por impuesto de beneficios + Otros cobros/-pagos de actividades de explotación.

El **Flujo de caja libre (FCL)** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión y se utiliza para evaluar los fondos disponibles para pagar dividendos a los accionistas y para atender el servicio de la deuda.

La **Caja generada** corresponde con el **Flujo de caja libre** una vez deducidos tanto los pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio como los intereses netos y pagos por leasing y autocartera. Esta MAR mide los fondos generados por la Compañía antes de operaciones financieras (principalmente de emisiones y cancelaciones).

A continuación se presenta la reconciliación del *Flujo de caja libre* y la *Caja generada* con los Estados de Flujos de Efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE:

	Primer semestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	1.726	2.175	(465)	(93)	1.261	2.082
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	2.580	(1.232)	(1.185)	114	1.395	(1.118)
Flujo de caja libre (I+II)	4.306	943	(1.650)	21	2.656	964
Caja generada	3.373	272	(1.435)	447	1.938	719
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(3.215)	(919)	1.680	(15)	(1.535)	(934)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	1.091	24	30	6	1.121	30
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	4.820	4.918	(219)	(231)	4.601	4.687
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5.911	4.942	(189)	(225)	5.722	4.717

	Segundo trimestre					
	Flujo de caja ajustado		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	807	1.458	(325)	(55)	482	1.403
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	3.180	(635)	(1.227)	57	1.953	(578)
Flujo de caja libre (I+II)	3.987	823	(1.552)	2	2.435	825
Caja generada	3.839	688	(1.404)	254	2.435	942
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros ⁽¹⁾	(2.122)	154	1.585	16	(537)	170
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	1.865	977	33	18	1.898	995
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	4.046	3.965	(222)	(243)	3.824	3.722
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5.911	4.942	(189)	(225)	5.722	4.717

⁽¹⁾ Incluye pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio, pagos de intereses, otros cobros/(pagos) de actividades de financiación, cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio, cobros/(pagos) por emisión/(devolución) de pasivos financieros y el efecto de las variaciones en los tipos de cambio.

Por otro lado, el Grupo mide la **Liquidez** como la suma del “Efectivo y otros activos líquidos equivalentes”, de los depósitos de efectivo de disponibilidad inmediata contratados con entidades financieras, y de las líneas de crédito a corto y largo plazo comprometidas no dispuestas al final del periodo que corresponden a créditos concedidos por entidades financieras que podrán ser dispuestos por la compañía en los plazos, importe y resto de condiciones acordadas en el contrato.

Modelo de Reporting Grupo	Primer semestre					
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. negocios conjuntos		NIIF-UE	
	Jun - 2018	Dic - 2017	Jun - 2018	Dic - 2017	Jun - 2018	Dic - 2017
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.911	4.820	(189)	(219)	5.722	4.601
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.393	2.503	-	-	2.393	2.503
Depósitos a plazo con disponibilidad inmediata ⁽¹⁾	1.528	231	-	-	1.528	231
Liquidez	9.832	7.554	(189)	(219)	9.643	7.335

⁽¹⁾ Repsol contrata depósitos a plazo pero con disponibilidad inmediata que se registran en el epígrafe “Otros activos financieros corrientes” (ver Nota 4.2 de los Estados financieros intermedios del 1S18) y que no cumplen con los criterios contables de clasificación como efectivo y equivalentes de efectivo.

Inversiones de explotación¹:

Esta MAR se utiliza por la Dirección del Grupo para medir el esfuerzo inversor de cada periodo, así como su asignación por negocios, y se corresponde con aquellas inversiones de explotación realizadas por los distintos negocios del Grupo. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

	Primer semestre					
	Inversiones de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	900	906	(130)	(189)	770	717
Downstream	325	279	1	0	326	279
Corporación y otros	20	16	0	6	20	22
TOTAL	1.245	1.201	(129)	(183)	1.116	1.018

	Segundo trimestre					
	Inversiones de explotación		Reclasif. negocios conjuntos y otros		NIIF-UE ⁽¹⁾	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Upstream	448	468	(67)	(87)	381	381
Downstream	187	165	0	0	187	165
Corporación y otros	12	11	0	6	12	17
TOTAL	647	644	(67)	(81)	580	563

⁽¹⁾ Corresponde a los epígrafes “Pagos por inversiones” de los Estados de flujos de efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a “Otros activos financieros”.

3. Medidas de la situación financiera

Deuda y ratios de situación financiera:

La **Deuda Neta** es la principal MAR que utiliza la Dirección para medir el nivel de endeudamiento de la Compañía. Se compone de los pasivos financieros menos los activos financieros, el efectivo y otros equivalentes al efectivo y el efecto de la valoración neta a mercado de derivados financieros (ex - tipo de cambio). Incluye además la deuda neta correspondiente a los negocios conjuntos y a otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

¹ Repsol ha modificado su medida del esfuerzo inversor, anteriormente Inversiones netas (inversiones de explotación netas de las desinversiones) de acuerdo con la práctica general de la industria y para mejorar la comparabilidad con las compañías del sector, adaptando la información correspondiente al periodo comparativo.

	Deuda Neta			Reclasificación negocios conjuntos ⁽¹⁾			Magnitud según balance NIIF-UE Magnitud según balance NIIF-UE		
	Jun-18	Dic-17	Jun-17	Jun-18	Dic-17	Jun-17	Jun-18	Dic-17	Jun-17
Activo no corriente									
Instrumentos financieros no corrientes ⁽²⁾	10	360	379	1.493	1.560	692	1.503	1.920	1.071
Activo corriente									
Otros activos financieros corrientes	1.702	254	44	(48)	3	1.187	1.654	257	1.231
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.911	4.820	4.942	(189)	(219)	(225)	5.722	4.601	4.717
Pasivo no corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros no corrientes	(6.468)	(7.611)	(8.831)	(2.712)	(2.469)	192	(9.180)	(10.080)	(8.639)
Pasivo corriente⁽³⁾									
Pasivos financieros corrientes	(4.148)	(4.160)	(4.090)	(148)	(46)	(2.719)	(4.296)	(4.206)	(6.809)
Partidas no incluidas en balance									
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex tipo de cambio ⁽⁴⁾	287	70	79	(240)	-	-	47	70	79
DEUDA NETA	(2.706)	(6.267)	(7.477)				(4.550)	(7.438)	(8.350)

- (1) Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes:
Junio 2018: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 23 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.733 millones de euros, minorado en 179 millones de euros por préstamos con terceros).
Diciembre 2017: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 28 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.624 millones de euros, minorado en 275 millones de euros por préstamos con terceros).
Junio 2017: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 17 millones de euros y pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.724 millones de euros, minorado en 368 millones de euros por préstamos con terceros).
- (2) Corresponde al epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación consolidado sin considerar los activos financieros disponibles para la venta.
- (3) No incluye los saldos correspondientes a los arrendamientos financieros.
- (4) En este epígrafe se elimina el valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio.

La **Deuda Bruta** es una magnitud utilizada para analizar la solvencia del Grupo, e incluye los pasivos financieros y el neto de la valoración a mercado de los derivados de tipo de cambio.

	Deuda Bruta			Reclasif. negocios conjuntos			Magnitud según balance NIIF-UE		
	Jun-18	Dic-17	Jun-17	Jun-18	Dic-17	Jun-17	Jun-18	Dic-17	Jun-17
Pasivos financieros corrientes	(4.109)	(4.133)	(4.059)	(146)	(2.670)	(2.719)	(4.255)	(4.178)	(6.778)
Valoración neta a mercado de derivados financieros de tipo de cambio corrientes	53	(9)	1	-	-	-	53	(9)	1
Deuda Bruta corriente	(4.056)	(4.142)	(4.058)	(146)	(2.670)	(2.719)	(4.202)	(4.187)	(6.777)
Pasivos Financieros no corrientes	(6.415)	(7.542)	(8.752)	(2.421)	155	192	(9.127)	(10.012)	(8.560)
Deuda Bruta no corriente	(6.415)	(7.542)	(8.752)	(2.421)	155)	192)	(9.127)	(10.012)	(8.560)
DEUDA BRUTA	(10.472)	(11.684)	(12.810)	(2.567)	(2.515)	(2.527)	(13.329)	(14.199)	(15.337)

Los ratios indicados a continuación se basan en la **Deuda** y son utilizados por la Dirección del Grupo para evaluar tanto el grado de apalancamiento como la solvencia del Grupo.

El **Apalancamiento** corresponde a la **Deuda Neta** dividida por el **Capital empleado** a cierre del periodo. Este ratio sirve para determinar la estructura financiera y el nivel de endeudamiento relativo sobre el capital aportado por los accionistas y entidades que proporcionan financiación. Es la principal medida para evaluar y comparar con otras compañías de Oil & Gas la situación financiera de la compañía.

La **Cobertura de la deuda** corresponde a la **Deuda Neta** dividida por el **EBITDA** y permite evaluar la capacidad de la compañía de devolución de la financiación ajena en número de años (x veces), así como su comparación con otras compañías del sector.

El **ratio de Solvencia** se calcula como la **Liquidez** (ver apartado 2 de este Anexo) dividida por la **Deuda Bruta a corto plazo**, y se utiliza para determinar el número de veces que el Grupo podría afrontar sus vencimientos de deuda a corto plazo con la liquidez actual.

La **Cobertura de intereses** se calcula como los intereses de la deuda (que se compone de los ingresos y los gastos financieros, ver Nota 22 “*Resultado financiero*” de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2018) divididos por el EBITDA. Este ratio es una medida que permite determinar la capacidad de la compañía para atender los pagos por intereses con su EBITDA.

Primer semestre						
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. Negocios Conjuntos		Magnitud según Balance NIIF - UE	
<i>Millones de euros</i>	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Intereses	144	183	(30)	(34)	114	149
EBITDA	3.811	3.108	(808)	(647)	3.003	2.461
Cobertura de intereses	3,8%	5,9%			3,8%	6,1%

Segundo trimestre						
	Modelo de Reporting Grupo		Reclasif. Negocios Conjuntos		Magnitud según Balance NIIF - UE	
<i>Millones de euros</i>	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Intereses	72	89	(15)	(16)	58	73
EBITDA	2.007	1.264	(386)	(262)	1.621	1.002
Cobertura de intereses	3,6%	7,0%			3,6%	7,2%

ANEXO III. 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	ft ³	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
	Btu								
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	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	Mm ³ /d	Millón de metros cúbicos por día
bcbf	Mil millones de pies cúbicos	kbbbl/d	Mil barriles de petróleo por día	Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcbm	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	British thermal unit/ Btu/millones de Btu	km ²	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