

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

Informe de auditoría

Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2022

Informe de gestión consolidado



Informe de auditoría de cuentas anuales consolidadas emitido por un auditor independiente

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. (la Sociedad dominante) y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol (el Grupo), que comprenden el balance de situación a 31 de diciembre de 2022, la cuenta de pérdidas y ganancias, el estado de ingresos y gastos reconocidos, el estado de cambios en el patrimonio neto, el estado de flujos de efectivo y la memoria, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo a 31 de diciembre de 2022, así como de sus resultados y flujos de efectivo, todos ellos consolidados, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (NIIF-UE), y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas* de nuestro informe.

Somos independientes del Grupo de conformidad con los requerimientos de ética, incluidos los de independencia, que son aplicables a nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en España según lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas. En este sentido, no hemos prestado servicios distintos a los de la auditoría de cuentas ni han concurrido situaciones o circunstancias que, de acuerdo con lo establecido en la citada normativa reguladora, hayan afectado a la necesaria independencia de modo que se haya visto comprometida.

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

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de las cuentas anuales consolidadas en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre éstas, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p data-bbox="277 448 845 600">Evaluación de la recuperación del valor en libros del inmovilizado intangible, el inmovilizado material y los negocios conjuntos del Grupo, considerando los impactos de la transición energética y el cambio climático</p> <p data-bbox="277 633 829 846">Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan, a 31 de diciembre de 2022, un inmovilizado intangible (incluyendo el fondo de comercio) y un inmovilizado material, por importe de 1.976 millones de euros (nota 11) y 22.470 millones de euros (nota 12), respectivamente.</p> <p data-bbox="277 880 829 992">Asimismo, según se muestra en la nota 13, el Grupo tiene negocios conjuntos cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2022 asciende a 3.916 millones de euros.</p> <p data-bbox="277 1025 845 1451">El Grupo asigna los activos a unidades generadoras de efectivo (UGE) y realiza anualmente el análisis de deterioro de los activos indicados por UGE, de acuerdo con la metodología y las hipótesis clave indicadas en las notas 3.5.1 y 20. El valor recuperable del importe en libros de dichos activos se determina en base al valor actual de los futuros flujos de efectivo generados por los mismos, basados en los planes estratégicos de cada negocio, aprobados por la dirección, elaborados con escenarios que consideran la transición energética y la descarbonización de la economía.</p> <p data-bbox="277 1485 845 1944">En las pruebas de deterioro, tal como se indica en las notas citadas y en la nota 3.5.2, el Grupo también ha considerado los principales riesgos derivados del cambio climático (riesgos transicionales) y, por tanto, las sendas de precios de los hidrocarburos, de la electricidad y del CO₂ y las hipótesis de la demanda contemplan los compromisos de descarbonización de la economía, y asumen la restricción de uso de combustibles fósiles y el desarrollo de nuevas tecnologías alternativas, que supondrán una reducción de la demanda de productos de hidrocarburos a medio y largo plazo, tal como se recoge en los planes estratégicos de cada negocio.</p>	<p data-bbox="877 633 1452 723">Los principales procedimientos de auditoría realizados para esta cuestión clave han sido los descritos a continuación.</p> <p data-bbox="877 757 1436 846">Hemos realizado el entendimiento del proceso de preparación de las pruebas de deterioro seguido por la dirección respecto a:</p> <ul data-bbox="877 880 1468 1283" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="877 880 1468 969">• La adecuación de la metodología aplicada a lo previsto en la normativa contable aplicable. <li data-bbox="877 1003 1436 1093">• El diseño y funcionamiento de los controles relevantes establecidos por la dirección. <li data-bbox="877 1126 1452 1283">• La asignación de los activos a las UGEs, y el proceso para identificar aquellas que requieren evaluación de deterioro según los requisitos de la normativa contable aplicable. <p data-bbox="877 1317 1468 1496">En relación con cómo la dirección ha considerado en sus pruebas de deterioro los potenciales impactos asociados con la transición energética y el cambio climático, conjuntamente con nuestros expertos en cambio climático y transición energética, hemos:</p> <ul data-bbox="877 1529 1468 2009" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="877 1529 1468 2009">• Obtenido un entendimiento de los compromisos del Grupo Repsol en materia de transición energética y cambio climático, mediante entrevistas con la dirección y el análisis de información pública del Grupo Repsol sobre los mismos (entre otros, el Plan Estratégico 2021-2025, la documentación publicada en el <i>ESG Day</i> de octubre de 2022, el informe de gestión consolidado y el estado de información no financiera consolidado), así como a través del análisis y evaluación de cómo dichos compromisos se encuentran plasmados en los planes estratégicos de los negocios.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>En este contexto, en el ejercicio 2022, el Grupo ha revisado las sendas de precios elaboradas de acuerdo a lo indicado en la nota 3.5.1 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas. En concreto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Petróleo y gas natural: a la vista de las dinámicas alcistas en los mercados de <i>commodities</i> en 2022 como consecuencia, principalmente, de la invasión rusa en Ucrania, el Grupo ha revisado al alza sus expectativas de corto y medio plazo de precios futuros del petróleo y el gas natural. Adicionalmente, a largo plazo, el Grupo ha considerado que el gas natural seguirá teniendo una elevada contribución en el mix de generación eléctrica como combustible de transición en los procesos de descarbonización y, por tanto, ha revisado, también al alza, las expectativas del precio del gas natural en el largo plazo. • CO₂: el Grupo ha revisado ligeramente al alza la senda de precios respecto a la utilizada en 2021, en línea con el precio interno del carbono para la toma de decisiones de inversión en nuevos proyectos. • Electricidad: el Grupo ha revisado al alza, fundamentalmente en la primera década, la senda de precios para tener en cuenta los mayores precios del gas natural y los efectos del ciclo alcista de las materias primas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Obtenido un entendimiento del entorno del sector (evolución de precios, presentaciones de resultados de otras empresas del sector, informes de analistas y agencias, expectativas de grupos de inversores sobre cambio climático, desarrollos normativos e impositivos en términos de cambio climático, etc.) para evaluar la alineación de las prioridades estratégicas del Grupo con la realidad del mercado global de hidrocarburos y los escenarios de transición energética y cambio climático considerados globalmente. • Entendido el mapa de los riesgos relacionados con el cambio climático y la transición energética que el Grupo tiene identificados, y hemos mantenido reuniones con la dirección para identificar las áreas en las que los riesgos de la transición energética y el cambio climático, identificados en el mapa de riesgos, pudieran generar un impacto en las cuentas anuales consolidadas.
<p>Respecto a los desgloses relativos a las estimaciones y juicios contables relacionados con el cambio climático, la descarbonización y su impacto en los análisis de deterioro, que se incluyen en la nota 3.5.2 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la dirección indica en la nota 1 que ha tenido en cuenta la publicación del IASB “<i>Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros</i>”.</p>	<p>Por otra parte, hemos evaluado las hipótesis y las principales estimaciones utilizadas en los cálculos, que incluyen tanto estimaciones a corto como a largo plazo sobre los precios de los hidrocarburos, la electricidad y el CO₂; el volumen de reservas y recursos de hidrocarburos, los perfiles de producción de los mismos, los márgenes de refino, la evolución de la demanda de hidrocarburos, los costes de operación, las inversiones necesarias y el periodo de las proyecciones, y sobre las principales hemos realizado los procedimientos que a continuación se describen.</p>
	<p>Sobre los precios futuros de los hidrocarburos, la electricidad, el CO₂ y los márgenes de refino, hemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comparado, junto con nuestros expertos en valoraciones, las estimaciones de precios realizadas por la dirección con información publicada por bancos de inversión, consultoras y organizaciones y agencias relevantes de la industria. • Comprobado si la dirección ha considerado el contexto de transición energética y descarbonización de la economía.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>En dicha nota 3.5.2 se expone que el Grupo espera que la transición energética traiga consigo volatilidad e incertidumbre sobre cómo evolucionarán los precios y la demanda de las materias primas a lo largo de las próximas décadas, por lo que ha realizado diversos análisis de sensibilidad sobre las variaciones de las principales hipótesis clave utilizadas en las pruebas de deterioro que consideran las sendas de precios de los hidrocarburos del escenario <i>Net Zero Emissions 1,5° C</i> de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe <i>World Energy Outlook 2022</i> (nota 20.2).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluado la coherencia de dichas estimaciones con los objetivos establecidos por el Grupo en esta materia en sus planes estratégicos. • Analizado, para las actividades de refino en España, la estimación del margen de refino y la demanda de combustibles fósiles, y la consistencia del plan estratégico para este negocio con las dinámicas de transición energética y cambio climático.
<p>Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha dotado correcciones valorativas, netas de reversiones, por los importes indicados en la nota 20.1.c).</p>	<p>Para las tasas de descuento hemos evaluado, con la colaboración de nuestros expertos en valoraciones, las hipótesis y las principales estimaciones utilizadas en los cálculos de las mismas, que incluyen tanto estimaciones a corto como a largo plazo sobre la evolución de las tasas para cada uno de los negocios evaluados.</p>
<p>Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas por parte de la dirección, especialmente en los negocios de Exploración y Producción y Refino en España (notas 3.5.1 y 3.5.2) sobre las hipótesis clave utilizadas, afectadas por la consideración de los impactos del cambio climático y de la transición energética con un potencial impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.</p>	<p>En relación con las estimaciones de reservas y recursos de hidrocarburos de los activos comprendidos en el segmento <i>Upstream</i> hemos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizado un entendimiento del proceso establecido por el Grupo a tal efecto, que incluye la utilización de expertos de la dirección, y hemos evaluado el resultado del trabajo, competencia, capacidad y objetividad de estos expertos. • Comprobado la consistencia de los volúmenes estimados por los expertos de la dirección con los datos utilizados en la determinación del valor recuperable de los activos analizados.
	<p>Por otra parte, hemos comprobado si los perfiles de producción de las reservas y recursos de hidrocarburos de los activos del segmento <i>Upstream</i> y los periodos de proyección de los flujos de caja de las UGEs Refino España, Química y Movilidad España, son coherentes con el objetivo estratégico del Grupo Repsol de ser “Net Zero” en 2050.</p> <p>Hemos comprobado los cálculos matemáticos incluidos en los modelos preparados por la dirección, y hemos cotejado el importe recuperable calculado por el Grupo con el valor neto contable de las UGEs, para evaluar la existencia o no de deterioro o reversión de deterioro y, en su caso, hemos comprobado el registro contable del deterioro o reversión del mismo.</p>



Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
	<p data-bbox="887 443 1461 506">En cuanto a los análisis de sensibilidad llevados a cabo por la dirección hemos:</p> <ul data-bbox="887 539 1461 846" style="list-style-type: none"><li data-bbox="887 539 1461 629">• Evaluado los cálculos sobre las principales hipótesis consideradas en los análisis de deterioro.<li data-bbox="887 663 1461 846">• Comprobado si dichos análisis de sensibilidad consideran los precios de los hidrocarburos incluidos en el escenario <i>Net Zero Emissions 1,5° C</i> de la Agencia Internacional de la Energía publicado en su informe <i>World Energy Outlook 2022</i>. <p data-bbox="887 880 1461 943">Respecto a la información y desgloses incluidos en las cuentas anuales consolidadas hemos:</p> <ul data-bbox="887 976 1461 1283" style="list-style-type: none"><li data-bbox="887 976 1461 1099">• Contrastado su coherencia respecto a la información incluida en el informe de gestión consolidado y el estado de información no financiera consolidado.<li data-bbox="887 1133 1461 1283">• Analizado la suficiencia de dicha información relacionada con la evaluación de valor recuperable de los activos analizados, según lo previsto en la normativa contable aplicable. <p data-bbox="887 1317 1461 1487">En base a los procedimientos que hemos realizado, consideramos que el enfoque y las conclusiones de la dirección, así como la información desglosada en las cuentas anuales consolidadas adjuntas, son coherentes con la evidencia obtenida.</p>

Evaluación de la recuperación del valor en libros de los activos por impuesto diferido

Tal como se muestra en el balance de situación consolidado adjunto, a 31 de diciembre de 2022 el saldo de los activos por impuesto diferido asciende a 2.757 millones de euros, de los que, según se indica en la nota 22.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el importe correspondiente a bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar asciende a 2.303 millones de euros.

Nuestro análisis se inició con el entendimiento tanto de la metodología aplicada, como de los controles relevantes que el Grupo tiene establecidos para el análisis de la recuperación de estos activos.

También hemos comprobado la consistencia de las hipótesis consideradas por la dirección en las proyecciones financieras utilizadas para determinar los beneficios fiscales futuros con las hipótesis utilizadas en los análisis de deterioro del inmovilizado material e intangible del Grupo.

Cuestiones clave de la auditoría

La dirección del Grupo, al evaluar si el importe registrado en las cuentas anuales consolidadas por estos activos es recuperable, considera, tal como se indica en la nota 22, la previsión de generación de ganancias fiscales futuras, a partir de la metodología definida para analizar la recuperabilidad de sus activos, la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico del Grupo y el plazo y el límite de cada país en que estos activos pueden ser recuperados.

Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha incrementado el importe de los activos por impuesto diferido registrados en el balance de situación consolidado por la cuantía indicada en la nota 22.3.

Esta cuestión resulta clave debido a la naturaleza y significatividad de los activos reconocidos, y a que implica la aplicación de estimaciones significativas (notas 3.5 y 3.5.1) sobre los beneficios fiscales futuros, lo que afecta a la evaluación sobre su recuperabilidad.

Modo en el que se han tratado en la auditoría

Además, junto con nuestros expertos fiscales, hemos evaluado la estimación del impuesto sobre beneficios, básicamente en lo relativo a la adecuación del tratamiento fiscal de las operaciones realizadas y los cálculos de los activos por impuesto diferido respecto a la normativa fiscal aplicable.

Finalmente, evaluamos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la valoración y reconocimiento de estos activos.

En base al trabajo que hemos realizado consideramos que las hipótesis y estimaciones realizadas por la dirección del Grupo respecto a la recuperación de los activos analizados son coherentes con la evidencia obtenida.

Evaluación de la recuperación de los activos del Grupo en Venezuela

Tal como se muestra en la nota 20.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la exposición patrimonial del Grupo en Venezuela a 31 de diciembre de 2022 asciende a 411 millones de euros. Este importe incluye, principalmente, el valor neto contable de la inversión en el negocio conjunto Cardón IV, S.A. por importe de 158 millones de euros (nota 13), la financiación en dólares otorgada por el Grupo al negocio conjunto Petroquiriquire, S.A., por importe de 347 millones de euros (nota 8.1), y los créditos comerciales a cobrar frente a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) por importe de 318 millones de euros que se presentan como Otros activos no corrientes (nota 14), minorados por el importe de las provisiones por riesgos y gastos que asciende a 501 millones de euros (nota 13).

Nuestro análisis se ha iniciado con el entendimiento de los procesos que el Grupo tiene establecidos para la realización del análisis de valor de los activos en Venezuela, incluyendo los controles relevantes implantados.

Con la colaboración de nuestro equipo en Venezuela, hemos realizado un entendimiento de la situación política, social y económica del país.

En relación con la información financiera del negocio conjunto Cardón IV, S.A. que se integra en las cuentas anuales consolidadas, hemos evaluado la competencia y objetividad del auditor de este componente, y hemos obtenido y evaluado las comunicaciones emitidas por éste, incluyendo sus hallazgos globales, conclusiones y opinión. Adicionalmente, hemos evaluado la información financiera del negocio conjunto Petroquiriquire, S.A., que se ha integrado en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

Cuestiones clave de la auditoría

Según se detalla en la nota 20.3, si bien han mejorado las expectativas futuras en Venezuela como consecuencia, principalmente, de una relativa disminución de las medidas coercitivas del gobierno de los Estados Unidos de América, la situación general del país sigue afectada por una caída del producto interior bruto muy significativa en los últimos años, un sistema cambiario regulado, altos niveles de inflación y devaluaciones continuadas de la moneda local, un sector petrolero cuya producción se ha reducido significativamente en los últimos años, la inestabilidad política y las medidas sancionadoras internacionales, entre otros.

Por otra parte, excepto en el caso de Quiriquire Gas, S.A., cuyo valor neto contable es nulo, la moneda funcional de las inversiones en Venezuela es el dólar americano, según se indica en la nota 20.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.

En el contexto descrito, el Grupo ha analizado la recuperación de sus inversiones en Venezuela, así como el riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar de PDVSA, registrando un deterioro de 266 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según se detalla en la nota 20.3.

Para la determinación de la pérdida esperada asociada a los préstamos a los negocios conjuntos y las cuentas a cobrar de PDVSA, el Grupo ha contratado a un experto independiente para validar los juicios de la dirección.

Esta cuestión requiere un elevado nivel de juicio y estimación (nota 20.3) que la dirección debe realizar para valorar la recuperación de sus activos en Venezuela, por lo que este asunto se ha considerado como una cuestión clave de auditoría.

Modo en el que se han tratado en la auditoría

En relación con el análisis de las pérdidas por deterioro de los activos no corrientes de las sociedades mencionadas, hemos realizado procedimientos de auditoría como los expuestos en la cuestión clave de auditoría descrita previamente *“Evaluación de la recuperación del valor en libros del inmovilizado intangible, el inmovilizado material y los negocios conjuntos del Grupo, considerando los impactos de la transición energética y el cambio climático”*.

Además, hemos analizado la razonabilidad de la provisión para riesgos y gastos constituida.

Por otro lado, para analizar el riesgo de crédito de los préstamos otorgados a los negocios conjuntos y de las cuentas a cobrar con PDVSA, hemos realizado los siguientes procedimientos de auditoría, entre otros:

- Obtención y evaluación de los contratos de préstamo a Cardón IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A., así como otra información contractual relevante.
- Análisis de la razonabilidad del modelo de pérdida esperada preparado por la dirección.
- Hemos analizado la información incluida en el informe del experto independiente contratado por el Grupo para evaluar los juicios realizados por la dirección sobre el riesgo de crédito de Venezuela, y hemos evaluado la competencia de este experto y su objetividad, para satisfacernos de que estaba adecuadamente cualificado para llevar a cabo tal encargo.

Finalmente, evaluamos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la situación de Venezuela, la presencia del Grupo en el país y sobre las hipótesis que soportan la valoración de estos activos.

En base al trabajo que hemos realizado consideramos que las hipótesis y estimaciones realizadas por la dirección del Grupo respecto a la recuperación de los activos analizados son coherentes con la evidencia obtenida.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p data-bbox="277 443 839 566">Análisis de los efectos del laudo arbitral parcial en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (TSEUK), hoy denominada Repsol Sinopec Resources UK Limited (RSRUK)</p> <p data-bbox="277 600 858 992">Tal como se indica en la nota 15 de la memoria consolidada adjunta, Addax Petroleum UK Limited (Addax) y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (Sinopec) presentaron una “<i>Notice of arbitration</i>” contra Talisman Energy Inc. (actualmente, Repsol Oil & Gas Canada Inc. – ROGCI) y Talisman Colombia Holdco Limited (TCHL) relativa a la compra del 49% de las acciones de RSRUK en el ejercicio 2012 por parte de Addax y Sinopec. Esta transacción tuvo lugar antes de la adquisición del grupo Talisman por el Grupo Repsol en 2015.</p> <p data-bbox="277 1025 831 1238">El Tribunal Arbitral decidió la bifurcación del procedimiento en dos fases: una primera, relativa a la responsabilidad sobre las cinco cuestiones en disputa (Reservas, Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento), y una segunda fase en la que se decidiría la cuantía de las responsabilidades, en su caso.</p> <p data-bbox="277 1272 858 1552">El 29 de enero de 2020, el Tribunal arbitral de Singapur emitió un laudo parcial, que abordaba únicamente la responsabilidad relativa a la cuestión de Reservas. En dicho laudo parcial, el Tribunal Arbitral decidió que ROGCI y TCHL son responsables ante Sinopec y Addax con respecto a dicha cuestión. Como consecuencia de este laudo parcial, el Grupo registró una provisión en ejercicios anteriores.</p> <p data-bbox="277 1585 858 1888">El 20 de abril de 2021 el Tribunal Arbitral emitió un nuevo laudo parcial, que completa la fase de responsabilidad, en el que declaró responsables a TCHL y ROGCI por la cuestión relativa a Producción y desestimó las reclamaciones de Addax y Sinopec respecto a la responsabilidad sobre el resto de las cuestiones. Tras este laudo, el proceso arbitral continuará en su fase de cuantificación, cuya decisión no se prevé antes del cuarto trimestre de 2023.</p> <p data-bbox="277 1910 858 2072">El Grupo impugnó los dos laudos indicados ante los tribunales de Singapur. Sin embargo, en enero de 2023, estos han dictado sentencia desestimando los recursos de anulación interpuestos por el Grupo.</p>	<p data-bbox="890 600 1465 689">Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con este asunto han incluido, entre otros, los siguientes:</p> <ul data-bbox="890 723 1465 2072" style="list-style-type: none"> <li data-bbox="890 723 1465 846">• Reuniones con la dirección del Grupo para comprender su análisis y evaluación de los riesgos que subyacen de los laudos. <li data-bbox="890 880 1465 1037">• Obtención de la evaluación de los abogados externos del Grupo sobre la calificación de los riesgos identificados para el Grupo Repsol en los laudos parciales y sus implicaciones. <li data-bbox="890 1070 1465 1305">• Con la colaboración de nuestros expertos legales hemos analizado la documentación relacionada con los laudos parciales emitidos hasta la fecha, y hemos evaluado si los riesgos identificados en los laudos parciales por los abogados internos y externos se corresponden con su contenido. <li data-bbox="890 1339 1465 1574">• Entendimiento y evaluación de la metodología aplicada por el Grupo para la cuantificación de los riesgos que se desprenden de su análisis de los laudos, así como comprobación de si los riesgos cuantificados por el Grupo se corresponden con los que emanan de los laudos recibidos. <li data-bbox="890 1608 1465 1765">• Contraste de las estimaciones realizadas con la documentación incluida en el arbitraje, y comprobación de la precisión matemática de los cálculos preparados por la dirección. <li data-bbox="890 1798 1465 1921">• Comprobación de que los importes registrados en las cuentas anuales consolidadas coinciden con los resultados de los cálculos indicados anteriormente. <li data-bbox="890 1955 1465 2072">• Evaluación de la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a este asunto.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
El laudo parcial del 20 de abril de 2021 permitió realizar una estimación de las responsabilidades que se podrían derivar de este arbitraje, por lo que, apoyado por sus abogados y asesores externos, el Grupo registró en ejercicios anteriores la provisión necesaria para cubrir los riesgos del proceso arbitral.	En base a los procedimientos que hemos realizado, consideramos que el enfoque y las conclusiones de la dirección, así como la información desglosada en las cuentas anuales consolidadas adjuntas, son coherentes con la evidencia disponible.
Esta cuestión resulta clave debido a que implica la aplicación de juicios críticos y estimaciones significativas (notas 3.5 y 15.2) por parte de la dirección en los cálculos realizados, que están sujetos a incertidumbre, y al hecho de que cambios en la evolución del mencionado arbitraje podrían tener un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.	

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2022, cuya formulación es responsabilidad de los administradores de la Sociedad dominante y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas.

Nuestra opinión de auditoría sobre las cuentas anuales consolidadas no cubre el informe de gestión consolidado. Nuestra responsabilidad sobre el informe de gestión consolidado, de conformidad con lo exigido por la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas, consiste en:

- a) Comprobar únicamente que el estado de información no financiera consolidado, determinada información incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual de Remuneraciones de los Consejeros, a los que se refiere la Ley de Auditoría de Cuentas, se ha facilitado en la forma prevista en la normativa aplicable y, en caso contrario, informar sobre ello.
- b) Evaluar e informar sobre la concordancia del resto de la información incluida en el informe de gestión consolidado con las cuentas anuales consolidadas, a partir del conocimiento del Grupo obtenido en la realización de la auditoría de las citadas cuentas, así como evaluar e informar de si el contenido y presentación de esta parte del informe de gestión consolidado son conformes a la normativa que resulta de aplicación. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existen incorrecciones materiales, estamos obligados a informar de ello.

Sobre la base del trabajo realizado, según lo descrito anteriormente, hemos comprobado que la información mencionada en el apartado a) anterior se facilita en la forma prevista en la normativa aplicable y que el resto de la información que contiene el informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2022 y su contenido y presentación son conformes a la normativa que resulta de aplicación.

Responsabilidad de los administradores y de la comisión de auditoría y control en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados del Grupo, de conformidad con las NIIF-UE y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.



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

En la preparación de las cuentas anuales consolidadas, los administradores de la Sociedad dominante son responsables de la valoración de la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si los citados administradores tienen intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante es responsable de la supervisión del proceso de elaboración y presentación de las cuentas anuales consolidadas.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de las cuentas anuales consolidadas

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas en su conjunto están libres de incorrección material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España siempre detecte una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en las cuentas anuales consolidadas.

Como parte de una auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por los administradores de la Sociedad dominante.
- Concluimos sobre si es adecuada la utilización, por los administradores de la Sociedad dominante, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en las cuentas anuales consolidadas o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, los hechos o condiciones futuros pueden ser la causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de las cuentas anuales consolidadas, incluida la información revelada, y si las cuentas anuales consolidadas representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran expresar la imagen fiel.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables, incluidos los de independencia, y nos hemos comunicado con la misma para informar de aquellas cuestiones que razonablemente puedan suponer una amenaza para nuestra independencia y, en su caso, de las correspondientes salvaguardas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación a la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de las cuentas anuales consolidadas del periodo actual y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría.

Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

Formato electrónico único europeo

Hemos examinado los archivos digitales del formato electrónico único europeo (FEUE) de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol del ejercicio 2022 que comprenden el archivo XHTML en el que se incluyen las cuentas anuales consolidadas del ejercicio y los ficheros XBRL con el etiquetado realizado por la entidad, que formarán parte del informe financiero anual.

Los administradores de Repsol, S.A. son responsables de presentar el informe financiero anual del ejercicio 2022 de conformidad con los requerimientos de formato y marcado establecidos en el Reglamento Delegado UE 2019/815, de 17 de diciembre de 2018, de la Comisión Europea (en adelante Reglamento FEUE).

Nuestra responsabilidad consiste en examinar los archivos digitales preparados por los administradores de la Sociedad dominante, de conformidad con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas en vigor en España. Dicha normativa exige que planifiquemos y ejecutemos nuestros procedimientos de auditoría con el fin de comprobar si el contenido de las cuentas anuales consolidadas incluidas en los citados archivos digitales se corresponde íntegramente con el de las cuentas anuales consolidadas que hemos auditado, y si el formato y marcado de las mismas y de los archivos antes referidos se ha realizado en todos los aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.

En nuestra opinión, los archivos digitales examinados se corresponden íntegramente con las cuentas anuales consolidadas auditadas, y éstas se presentan y han sido marcadas, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los requerimientos establecidos en el Reglamento FEUE.



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

Informe adicional para la comisión de auditoría y control de auditoría de la Sociedad dominante

La opinión expresada en este informe es coherente con lo manifestado en nuestro informe adicional para la comisión de auditoría y control de la Sociedad dominante de fecha 16 de febrero de 2023.

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 6 de mayo de 2022 nos nombró como auditores del Grupo por un periodo de un año para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el periodo de 3 años y hemos venido realizando el trabajo de auditoría de cuentas de forma ininterrumpida desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Servicios prestados

Los servicios, distintos de la auditoría de cuentas, que han sido prestados al Grupo auditado se desglosan en la nota 29.3 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)

Este informe se corresponde con el
sello distintivo nº 01/23/00937
emitido por el Instituto de Censores
Jurados de Cuentas de España

Iñaki Goiriena Basualdu (16198)

16 de febrero de 2023

2022

Grupo REPSOL

Cuentas anuales
consolidadas



Repsol Compromiso
Cero Emisiones Netas
2050



Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación a 31 de diciembre de 2022 y 2021

Balance de situación	Nota	Millones de euros	
		31/12/2022	31/12/2021
ACTIVO			
Inmovilizado intangible	11	1.976	3.497
Inmovilizado material	12	22.470	21.726
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	4.302	3.554
Activos financieros no corrientes	8	1.437	1.249
Activos por impuesto diferido	22	2.757	2.878
Otros activos no corrientes	14	839	908
ACTIVO NO CORRIENTE		33.781	33.812
Activos no corrientes mantenidos para la venta		—	605
Existencias	16	7.293	5.227
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	17	9.027	8.238
Otros activos corrientes		293	326
Otros activos financieros corrientes	8	3.058	2.451
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	6.512	5.595
ACTIVO CORRIENTE		26.183	22.442
TOTAL ACTIVO		59.964	56.254

PATRIMONIO NETO Y PASIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2022	31/12/2021
Fondos propios		24.611	22.320
Otro resultado global acumulado		683	94
Intereses minoritarios		679	380
PATRIMONIO NETO	6	25.973	22.794
Provisiones no corrientes	15	3.553	3.264
Pasivos financieros no corrientes	7	10.130	10.185
Pasivos por impuesto diferido y otros fiscales	22	2.194	2.022
Otros pasivos no corrientes	14	1.196	671
PASIVO NO CORRIENTE		17.073	16.142
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta		—	460
Provisiones corrientes	15	1.579	1.024
Pasivos financieros corrientes	7	3.546	4.611
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	18	11.793	11.223
PASIVO CORRIENTE		16.918	17.318
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		59.964	56.254

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

Cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

Cuenta de pérdidas y ganancias	Nota	Millones de euros	
		2022	2021
Ventas		74.828	49.480
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		325	265
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		595	759
Aprovisionamientos		(56.178)	(37.448)
Amortización del inmovilizado		(2.339)	(2.004)
(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro		(2.673)	(663)
Gastos de personal		(1.967)	(1.802)
Transportes y fletes		(1.781)	(1.103)
Suministros		(858)	(769)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos		77	10
Otros ingresos / (gastos) de explotación		(4.169)	(2.968)
RESULTADO DE LAS OPERACIONES	19	5.860	3.757
Intereses netos		(81)	(152)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		941	644
Diferencias netas de cambio		(434)	(131)
(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro de instrumentos financieros		49	27
Otros ingresos y gastos financieros		(144)	(117)
RESULTADO FINANCIERO	21	331	271
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN ⁽¹⁾	13	989	301
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		7.180	4.329
Impuesto sobre beneficios	22	(2.835)	(1.801)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		4.345	2.528
RESULTADO ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		(94)	(29)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		4.251	2.499
BENEFICIO / (PÉRDIDA) POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	23		Euros / acción
Básico		2,96	1,64
Diluido		2,96	1,64

Nota: Los epígrafes "otros ingresos de explotación" y "otros gastos de explotación" del resultado de explotación que en ejercicios anteriores se presentaban por separado se han agrupado en un único epígrafe denominado "otros ingresos / (gastos) de explotación" a efectos de simplificación y mejora de la claridad de la Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada. Estos epígrafes se detallan por concepto en la Nota 19.8.

⁽¹⁾ Neto de impuestos.

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

Estado de ingresos y gastos reconocidos correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2022 y 2021

Estado de ingresos y gastos reconocidos	Millones de euros	
	2022	2021
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	4.345	2.528
Por ganancias y pérdidas actuariales	18	7
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	6	21
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	(29)	(1)
Efecto impositivo	(1)	(8)
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	(6)	19
Cobertura de flujos de efectivo:	(336)	133
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(490)	173
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	154	(40)
Diferencias de conversión:	835	820
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	848	1.081
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(13)	(261)
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas:	11	—
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	11	—
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	—	—
Efecto impositivo	119	34
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	629	987
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	623	1.006
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	4.968	3.534
a) Atribuido a la entidad dominante	4.896	3.505
b) Atribuido a intereses minoritarios	72	29

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

Estado de cambios en el Patrimonio Neto correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2022 y 2021

Estado de cambios en el patrimonio neto	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio								
	Fondos Propios							Intereses minoritarios	Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión, reservas y dividendos	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio	Otro resultado global acumulado			
Millones de euros									
Saldo final al 31/12/2020	1.568	21.132	(162)	(3.289)	1.936	(890)	244	20.539	
Resultado total global del ejercicio	—	20	—	2.499	—	986	29	3.534	
Operaciones con socios o propietarios:									
Ampliación/(Reducción) de capital	(41)	(386)	427	—	—	—	—	—	
Dividendos y remuneración al accionista	—	(916)	—	—	—	—	—	(916)	
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	—	46	(906)	—	—	—	—	(860)	
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	115	—	—	—	—	104	219	
Otras operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—	
Otras variaciones de Patrimonio Neto:									
Trasposos entre partidas de Patrimonio Neto	—	(3.289)	—	3.289	—	—	—	—	
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(63)	—	—	340	—	—	277	
Otras variaciones	—	(4)	—	—	4	(2)	3	1	
Saldo final al 31/12/2021	1.527	16.655	(641)	2.499	2.280	94	380	22.794	
Resultado total global del ejercicio	—	23	—	4.251	—	622	72	4.968	
Operaciones con socios o propietarios:									
Ampliación/(Reducción) de capital	(200)	(2.267)	2.467	—	—	—	—	—	
Dividendos y remuneración al accionista	—	(944)	—	—	—	—	(66)	(1.010)	
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	—	36	(1.829)	—	—	—	—	(1.793)	
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	—	735	—	—	—	32	299	1.066	
Otras operaciones con socios o propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—	
Otras variaciones de Patrimonio Neto:									
Trasposos entre partidas de Patrimonio Neto	—	2.499	—	(2.499)	—	—	—	—	
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(60)	—	—	2	—	—	(58)	
Otras variaciones	—	73	—	—	4	(65)	(6)	6	
Saldo final al 31/12/2022	1.327	16.750	(3)	4.251	2.286	683	679	25.973	

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

Estado de flujos de efectivo correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2022 y 2021

Estado de flujos de efectivo	Nota	Millones de euros	
		2022	2021
Resultado antes de impuestos		7.180	4.329
Ajustes de resultado:		4.026	2.390
Amortización del inmovilizado	11 y 12	2.339	2.004
Otros (netos)		1.687	386
Cambios en el capital corriente		(1.375)	(1.107)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.999)	(935)
Cobros de dividendos		753	281
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(2.398)	(920)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de explotación		(354)	(296)
FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACIÓN	24	7.832	4.677
Pagos por inversiones:	11 y 12	(5.096)	(4.234)
Empresas del grupo y asociadas		(193)	(539)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.535)	(1.902)
Otros activos financieros		(1.368)	(1.793)
Cobros por desinversiones:		962	1.277
Empresas del grupo y asociadas		124	270
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		473	105
Otros activos financieros		365	902
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		31	24
FLUJOS DE EFECTIVO DE INVERSIÓN	24	(4.103)	(2.933)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	6	(1.714)	(382)
Emisión		—	746
Devolución y amortización		—	(406)
Adquisición		(1.884)	(1.123)
Enajenación		170	401
Variación de participaciones en sociedades sin pérdida de control:	6	1.155	200
Adquisición		—	(23)
Enajenación		1.155	223
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	7	(1.148)	825
Emisión		13.500	11.417
Devolución y amortización		(14.648)	(10.592)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	6	(1.027)	(625)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(98)	(547)
Pagos de intereses netos y por arrendamientos		(365)	(356)
Otros cobros / (pagos) de las actividades de financiación		267	(191)
FLUJOS DE EFECTIVO DE FINANCIACIÓN	24	(2.832)	(529)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		20	59
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	24	917	1.274
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		5.595	4.321
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	8	6.512	5.595
Caja y bancos		2.676	2.508
Otros activos financieros		3.836	3.087

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL

(1) Acerca de estas Cuentas Anuales	8
(2) Sobre Repsol	8
(3) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales	9

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

(4) Información por segmentos de negocio	20
--	----

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS

(5) Estructura financiera	24
(6) Patrimonio Neto	24
(7) Recursos financieros	28
(8) Activos financieros	31
(9) Operaciones con derivados y coberturas	33
(10) Riesgos financieros	36

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

(11) Inmovilizado intangible	42
(12) Inmovilizado material	44
(13) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	46
(14) Otros activos y pasivos no corrientes	48
(15) Provisiones corrientes y no corrientes	49

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

(16) Existencias	53
(17) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	54
(18) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	54

RESULTADOS

(19) Resultado de explotación	55
(20) Deterioro de activos	59
(21) Resultado financiero	66
(22) Impuesto sobre beneficios	67
(23) Beneficio por acción	73

FLUJOS DE EFECTIVO

(24) Flujos de efectivo	74
-------------------------------	----

OTRA INFORMACIÓN

(25) Compromisos y garantías	76
(26) Operaciones con partes vinculadas	77
(27) Obligaciones con el personal	79
(28) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo	81
(29) Otra información	84
(30) Hechos posteriores	87

ANEXOS.⁽¹⁾

Anexo I	Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE	88
Anexo II	Estructura societaria del Grupo	90
Anexo IIA	Sociedades que configuran el Grupo	90
Anexo IIB	Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2022	101
Anexo IIC	Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2022	106
Anexo III	Marco regulatorio	111

⁽¹⁾ Los Anexos forman parte integrante de las Cuentas Anuales consolidadas.

INFORMACIÓN GENERAL

[1] Acerca de estas Cuentas Anuales

Las presentes Cuentas Anuales consolidadas de Repsol, S.A.¹ y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel de su patrimonio, de su situación financiera y de sus resultados, así como de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados, del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022.

Se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB) y adoptadas por la Unión Europea (UE) y las demás disposiciones del marco normativo aplicable. El cumplimiento de la normativa contable exige la aplicación de criterios y políticas por parte de la compañía (ver Nota 3.4); por otra parte, para la elaboración de la información contenida en estas Cuentas Anuales es necesario realizar estimaciones y juicios contables que pueden resultar significativos (ver Nota 3.5).

Repsol tiene una estrategia para ser una compañía cero emisiones netas en 2050 alineada con los objetivos de la Cumbre del Clima de París² y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Estas Cuentas Anuales incluyen información que refleja los impactos del cambio climático y de las dinámicas de transición energética (ver Notas 3.5.2 y Anexo III). En su elaboración se ha tenido en cuenta lo establecido en la publicación del IASB "*Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros*" sobre el impacto del cambio climático en la aplicación de las NIIF en la información financiera.

La preparación de las Cuentas Anuales consolidadas es responsabilidad de los Administradores de Repsol, S.A., sociedad matriz del Grupo. Las presentes, han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión del 15 de febrero de 2023 y se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación. Las correspondientes al ejercicio 2021 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 6 de mayo de 2022.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de gestión consolidado 2022 del Grupo, que integra información financiera y no financiera y, en particular, el Estado de Información No Financiera consolidado y resto de información de Sostenibilidad que comprende, entre otros, los ámbitos Medioambiental, Social y de Gobernanza (ESG por sus siglas en inglés).

[2] Sobre Repsol

2.1) Grupo Repsol

Repsol es un grupo de sociedades con presencia mundial (en adelante "*Repsol*", "*Compañía*", "*Grupo Repsol*" o "*Grupo*") que, con la visión de ser una empresa multienergía eficiente, sostenible y competitiva, realiza actividades en el sector de hidrocarburos a lo largo de toda su cadena de valor (exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, refino, producción, transporte y comercialización de una amplia gama de productos petrolíferos, petroquímicos y derivados y gas natural), así como actividades de generación y comercialización de energía eléctrica³. El Grupo está compuesto por más de 300 sociedades, dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas constituidas en 36 países (principalmente en España, Estados Unidos y Países Bajos) que, en ocasiones, desarrollan actividades en el extranjero a través de sucursales, establecimientos permanentes, etc... Las principales sociedades y el organigrama societario resumido del Grupo se presentan en el apartado 2.3 del Informe de gestión consolidado 2022.

¹ Las Cuentas Anuales, junto con el Informe de gestión 2022 de Repsol S.A, pueden encontrarse en la página web de Repsol. Adicionalmente y como información complementaria, Repsol publica la "Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos" y el "Informe de pagos a Administraciones Públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos", también disponibles en la página web de Repsol.

² El Acuerdo de París, ha tenido un impacto significativo en el desarrollo de nuevas políticas climáticas y en la aprobación de nueva normativa. La Unión Europea (UE), tras haber asumido el compromiso de neutralidad climática a 2050 y "The European Green Deal" que constituye la nueva estrategia de crecimiento de la UE, ha aprobado diferente regulación en esta materia. Por su parte, España también está emitiendo diferentes paquetes legislativos sobre esta materia por lo que la regulación sobre cambio climático y transición energética está en continua evolución. Para más información véase el Anexo III.

³ Para más información véase el apartado 2.1 Cadena de valor y segmentos de negocio del Informe de gestión consolidado 2022.

El Grupo realiza sus operaciones en varios segmentos de negocio, cuya delimitación y principales métricas se resumen a continuación:

Información por segmentos	Ingresos de las actividades ordinarias ⁽⁵⁾		Resultado de las operaciones		Resultado neto ajustado		Flujo de caja libre		Capital empleado	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Millones de euros</i>										
Exploración y Producción ⁽¹⁾	7.484	4.924	5.705	3.027	3.029	1.687	3.983	2.465	12.282	12.348
Industrial ⁽²⁾	37.315	25.502	4.315	792	3.150	606	1.547	196	11.108	11.163
Comercial y Renovables ⁽³⁾	33.925	21.703	809	761	540	542	(26)	475	4.667	4.451
Corporación y otros ⁽⁴⁾	—	1	(181)	(208)	(58)	(381)	(293)	(297)	172	594
TOTAL	78.724	52.130	10.648	4.372	6.661	2.454	5.211	2.839	28.229	28.556

Nota: Magnitudes calculadas de acuerdo al Modelo de *reporting* del Grupo descrito en la Nota 4 y en el Anexo I.

⁽¹⁾ Actividades de exploración, desarrollo y producción de reservas de crudo y gas natural.

⁽²⁾ Actividades de refino, petroquímica, trading y transporte de crudo y productos y comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL).

⁽³⁾ Comercialización de electricidad y gas, movilidad y comercialización de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo (GLP), así como generación de electricidad de bajas emisiones y fuentes renovables.

⁽⁴⁾ Corresponde a los gastos de funcionamiento de la corporación y, específicamente, los de dirección del Grupo que no han sido facturados como servicios a los negocios, el resultado financiero y los ajustes de consolidación intersegmento.

⁽⁵⁾ Corresponde a la suma de los epígrafes "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos" (ver Anexo I).

En relación con los cambios en la composición del Grupo en 2022, destacan las desinversiones en el segmento Exploración y producción y la adquisiciones y acuerdos de dilución en activos vinculados a la transición energética que se describen en la Nota 4.4.

Para más información sobre la composición del Grupo y cambios en la estructura societaria, véanse los Anexos IIA, IIB y IIC.

2.2) Sociedad matriz

La entidad matriz del Grupo es Repsol, S.A. figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289 y está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 70.10.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado constituida con arreglo a la legislación española, sujeta a la Ley de Sociedades de Capital y a la demás normativa aplicable a las sociedades anónimas cotizadas.

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

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

[3] Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales

3.1) Principios generales

Las Cuentas Anuales consolidadas se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB) y adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2022 y las demás disposiciones del marco normativo aplicable.

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas, cuyos criterios contables se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Las Cuentas Anuales consolidadas se presentan en millones de euros, que también es la moneda funcional de la sociedad dominante, salvo que se indique otra unidad.

3.2] Comparación de la información

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2022⁴ no han producido ningún impacto significativo dada su naturaleza y alcance.

3.3] Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura

A continuación se desglosan las normas y modificaciones de las mismas emitidas por el IASB que serán de aplicación obligatoria en futuros ejercicios:

Normas y modificaciones de normas	Fecha de 1ª aplicación
Adoptadas por la Unión Europea	
NIIF 17 "Contratos de seguro" ⁽¹⁾	1 de enero de 2023
Modificaciones a NIIF 17 - <i>Aplicación inicial de la NIIF 17 y la NIIF 19 – Información comparativa</i> ⁽²⁾	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Desglose de información de políticas contables</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 8 - <i>Definición de estimaciones contables</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 12 - <i>Impuesto diferido asociado a activos y pasivos que surgen en una única transacción</i> ⁽³⁾	1 de enero de 2023
Pendientes de adopción por la Unión Europea	
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes</i> ⁽⁴⁾	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Pasivos no corrientes con covenants</i> ⁽⁵⁾	1 de enero de 2024
Modificaciones a la NIIF 16 - <i>Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior</i> ⁽⁶⁾	1 de enero de 2024
Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 - <i>Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto</i>	Indefinido

⁽¹⁾ Incluye las Modificaciones a la NIIF 17 emitidas por el IASB el 25 de junio de 2020.

⁽²⁾ Modificaciones adoptadas por la UE el 8 de septiembre de 2022.

⁽³⁾ Modificaciones adoptadas por la UE el 11 de agosto de 2022.

⁽⁴⁾ Incluye el diferimiento de la primera aplicación de las Modificaciones a NIC 1 emitidas el 15 de julio de 2020.

⁽⁵⁾ Modificaciones emitidas el 31 de octubre de 2022.

⁽⁶⁾ Modificaciones emitidas el 22 de septiembre de 2022.

El Grupo está analizando los potenciales impactos que estos cambios normativos pudieran tener en sus estados financieros consolidados, si bien a la fecha no se ha identificado ninguno significativo. En concreto, en lo relativo a la primera aplicación de la NIIF 17 *Contratos de seguro*, a partir del 1 de enero de 2023, el Grupo ha llevado a cabo un análisis de todos los contratos susceptibles de estar dentro del ámbito de aplicación de la norma. Sobre la base de dicho análisis, (i) se ha determinado que ningún contrato fuera de la actividad de seguros estaría dentro del alcance de aplicación de la Norma de acuerdo a las excepciones en la aplicación que incluye la misma, y (ii) que los contratos dentro del ámbito de aplicación de la norma, que en su práctica totalidad son contratos de corto plazo, son eliminados dentro del proceso de consolidación de acuerdo a la NIIF 10 *Estados financieros consolidados*, no habiéndose identificado por tanto ningún impacto significativo en los estados financieros consolidados.

3.4] Políticas contables

Hay que señalar que las políticas y opciones contables significativas se presentan, en recuadros de texto, destacadas a lo largo de las notas de las presentes Cuentas Anuales consolidadas, salvo para las que, por su carácter más transversal o general, se detallan a continuación:

Principios de consolidación

Repsol clasifica las inversiones como sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas en función del control que ejerce sobre ellas:

- i. sociedades dependientes: aquellas sobre las que Repsol ejerce control, y son consolidadas siguiendo el método de integración global.
- ii. acuerdos conjuntos: aquellas en las que las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control (control conjunto) y se clasifican en: a) operaciones conjuntas articuladas a través de un *Joint Operating Agreement* (JOA), o de un vehículo que no limita los riesgos y beneficios del partícipe y que se integran en los estados financieros de los socios en función de la participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos que surgen del acuerdo; o b) negocios conjuntos (*Joint Ventures* -JV-): aquellas que representan un interés en los activos netos del acuerdo y que se registran según el método de la participación; y

⁴ A partir del 1 de enero de 2022 se han aplicado las siguientes normas sin impacto significativo en los estados financieros del Grupo: (i) Modificaciones a la NIIF 3- Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera, (ii) Modificaciones a la NIC 16- Ventas de productos procedentes de activos en construcción en periodo de prueba, (iii) Modificaciones a la NIC 37- Contratos onerosos: Costes de cumplimiento de un contrato, y (iv) Mejoras Anuales a las NIIF 2018-2020.

- iii. asociadas: aquellas sobre las que existe influencia significativa en la participada (no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras pero Repsol tiene capacidad para intervenir en ellas) y son contabilizadas de acuerdo al método de la participación.

Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes Cuentas Anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera, y cuando ésta es distinta a la moneda de presentación de los estados financieros, se convierten como se describe a continuación: (i) para los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se aplica el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance, (ii) para las partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio acumulado del ejercicio (no obstante, en el caso de transacciones relevantes se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción) y (iii) las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen en el epígrafe “Diferencias de conversión”, en el Patrimonio Neto.

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad del Grupo se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “Diferencias de cambio” incluido en el Resultado financiero.

Actividades de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas principalmente en el método de exploración con éxito (“*successful-efforts*”). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- Los costes de adquisición (incluyendo bonos, costes legales, etc.) de nuevos intereses en zonas con reservas, incluyendo los adquiridos en combinaciones de negocios, se capitalizan en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*” del inmovilizado material.
- Los costes de adquisición de permisos de exploración y los costes de geología y geofísica (G&G) incurridos durante la fase exploratoria son capitalizados en el epígrafe “*Permisos de exploración*” del inmovilizado intangible. Durante la fase de exploración y evaluación no se amortizan conforme al criterio de unidad de producción (ver más adelante) siendo evaluada la existencia de deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 “*Exploración y evaluación de recursos minerales*”. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, si no se encuentran reservas económicamente viables, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- Los costes de perforación de sondeos de exploración se capitalizan en el epígrafe “*Inversiones en exploración*” del inmovilizado material, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas económicamente viables, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias. En aquellos casos en los que se encuentran reservas, pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas (ver apartado siguiente), su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - a. Si se requieren inversiones adicionales previas al inicio de la producción, permanecen capitalizadas mientras se cumplan las siguientes condiciones: (i) la cantidad de reservas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y; (ii) se ha realizado un progreso suficiente en la evaluación de reservas y de la viabilidad operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumpliera, los importes capitalizados se considerarían deteriorados y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
 - b. En todas las demás circunstancias, si no existe el compromiso para la realización de actividades significativas de evaluación de las reservas o de desarrollo del proyecto en un periodo razonable de tiempo después de finalizar la perforación del pozo se registran como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento de reservas comercialmente explotables son reclasificados (junto a los permisos de exploración y G&G asociados -“*Inversiones en exploración*”-) al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*” del inmovilizado material por su valor neto contable.
- Los costes de exploración distintos de los costes de G&G, excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración y los bonos exploratorios, se registran como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias cuando se incurren.

- Los costes de desarrollo incurridos para la extracción de los hidrocarburos, su tratamiento o almacenaje se capitalizan en el epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*” del inmovilizado material.
- Los costes por los futuros abandonos y desmantelamiento de campos se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el epígrafe “*Inversiones en zonas con reservas*” con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamiento de campos (ver Nota 15).
- Las inversiones capitalizadas se amortizan de acuerdo con el método de unidad de producción conforme a los siguientes criterios:
 - a. Las inversiones realizadas para la adquisición, descubrimiento, desarrollo y producción de reservas probadas y probables (incluyendo los costes de exploración reclasificados a inversiones en zonas con reservas), se amortizan en función de la relación existente entre la producción del ejercicio y dichas reservas que se prevén producir sin necesidad de incurrir en inversiones adicionales.
 - b. Los costes incurridos en sondeos para el desarrollo de reservas de hidrocarburos se amortizan en función de la relación existente entre la producción del ejercicio y el total de las reservas probadas más probables desarrolladas que se esperan obtener (ver apartado siguiente).

Los cambios en las estimaciones de reservas se consideran en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

3.5] Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con los principios contables de aplicación requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan al reconocimiento y valoración de activos y pasivos, de ingresos y gastos del periodo, así como al desglose de activos y pasivos contingentes. Los resultados actuales podrán diferir de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los criterios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas y recursos de crudo y de gas natural (ver Nota 3.5.1), (ii) valor recuperable de los activos (ver Nota 3.5 y Nota 20), (iii) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias tales como las ocasionadas por daños medioambientales (ver Notas 15 y 29.1), (iv) impuesto sobre beneficios, créditos y contingencias fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 22); (v) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (Notas 7, 8 y 9), (vi) pérdida esperada de los instrumentos financieros (ver Notas 10.3 y 20.3), y (vii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 13 y 20.3).

Adicionalmente, a continuación se describen las principales estimaciones y juicios contables realizados por la Dirección y los Administradores de Repsol para la elaboración de los estados financieros consolidados relacionados con los efectos previstos por el cambio climático y la transición energética, con riesgo de impactar de manera significativa en el valor en libros de los activos y pasivos a 31 de diciembre de 2022:

3.5.1] Cálculo del valor recuperable de los activos

Metodología

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

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos, gastos e inversiones de las distintas unidades generadoras de efectivo (UGE)⁵, para lo que se utilizan previsiones sectoriales, experiencia pasada y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado que contemplan escenarios de transición energética y descarbonización de la economía que son consistentes con los objetivos de la Cumbre del Clima de París y con los compromisos de descarbonización adquiridos por Repsol. Ver Nota 3.5.2 de las presentes Cuentas Anuales consolidadas y el apartado 6.1 del Informe de gestión del Grupo.

⁵ Unidad generadora de efectivo: grupo identificable de activos más pequeño capaz de generar flujos de efectivo que sean, en buena medida, independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos. La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros (ver Nota 13). El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, a menos que la misma no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o UGEs del Grupo.

Principales hipótesis macroeconómicas

Las variables macroeconómicas son las que se utilizan en la elaboración de los presupuestos y los planes de negocio.

- El marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad, contempla variables tales como inflación, el PIB, el tipo de cambio, etc y se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).
- Las sendas de precios del petróleo, del gas natural, de la electricidad y del CO₂ utilizadas para el test de deterioro son estimaciones propias, que se contrastan con los escenarios de agencias internacionales y otros actores del mercado. Las sendas se elaboran a partir de la información macroeconómica, financiera, de mercado y de las previsiones disponibles de analistas.

En particular, para el cálculo de los precios del crudo y gas se analizan las variables claves del mercado y de su previsible evolución, con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía y de precios. La visión a más largo plazo está también explicada por el seguimiento de otras variables como el declino de los campos de crudo y gas, los CAPEX reales, la sostenibilidad financiera de las empresas del sector a determinados entornos de precios y la dinámica en los países OPEP en cuanto a sostenibilidad fiscal.

- i. Para la elaboración de las sendas a corto plazo se tienen en cuenta básicamente los informes de previsión realizados por una selección de bancos de inversión, macro consultoras (Platts Analytics, IHS, Wood Mackenzie, Energy Aspects y Oxford Economics) y la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés).
- ii. Respecto al largo plazo, la fuente que presenta un análisis suficientemente detallado de sus previsiones es la agencia de referencia IEA, que además realiza estudios pormenorizados de oferta, demanda y previsiones de precios bajo distintos escenarios.

Con todos estos elementos se realizan modelos econométricos propios de precios, que se comparan con previsiones externas, tanto públicas como privadas⁶.

En 2022, el Grupo ha revisado sus expectativas de corto y medio plazo de precios futuros del petróleo y el gas respecto a las utilizadas en el ejercicio anterior a la vista de las dinámicas alcistas en los mercados de *commodities* en 2021 (por la recuperación económica, el aumento de la demanda y menores niveles de inversión) y en 2022 (como consecuencia de los cambios en las dinámicas de los mercados inducidas por la invasión rusa en Ucrania). Adicionalmente, en relación con el gas, que se vislumbra como combustible de transición en los procesos de descarbonización, y que por tanto seguirá teniendo una elevada contribución en el mix eléctrico, se revisan también al alza las expectativas del precio en el largo plazo.

- La senda de precios del CO₂ más relevante para el Grupo en el test de deterioro se corresponde con los precios de los derechos de emisiones en el actual mecanismo de ETS de la UE. La senda utilizada para el test de deterioro (ver Nota 20) está alineada con el precio interno del carbono para la toma de decisiones de inversión de nuevos proyectos. En 2021, se revisó al alza, con un incremento significativo respecto a 2020 como consecuencia, principalmente, de los objetivos más ambiciosos de descarbonización anunciados por Repsol y los fijados por la Unión Europea (hasta el 55% - Fit for 55-, ver Anexo III). En 2022 se ha revisado ligeramente al alza la senda respecto a la de 2021, dado que la situación del mercado, no ha variado sustancialmente. Para otros países con derechos de emisiones o impuestos al CO₂, se utilizan hipótesis específicas.
- Para el cálculo de las previsiones de los precios de la electricidad en España se utiliza un modelo propio que pondera la influencia de los distintos factores en el mercado mayorista. Si bien el modelo responde principalmente a los precios del gas natural y los derechos de emisiones de CO₂, también se refleja el impacto que tendrán los nuevos desarrollos futuros de capacidad de generación renovable, así como las previsiones económicas que puedan influir en la evolución de la demanda. Las conclusiones obtenidas se comparan con previsiones externas que la compañía obtiene de agencias especializadas. En 2022, se ha revisado al alza, fundamentalmente en la primera década, la senda de precios con un incremento significativo respecto a las utilizadas en 2021, para tener en cuenta los mayores precios del gas y los efectos del ciclo alcista de las materias primas.

⁶ La comparación se realiza para posicionar las sendas internas respecto a las medias y desviaciones típicas calculadas a partir del consenso de mercado que incluye, entre otros, los escenarios denominados "STEP" y "APS" de la IEA del World Energy Outlook 2022 (para más información véase <https://www.iea.org>).

- Respecto de los escenarios de evolución de la demanda del transporte terrestre previstos en la estimación de los flujos de caja de los negocios industriales y comerciales de Repsol, se han considerado el paquete de medidas anunciadas por la Comisión Europea denominado “Fit for 55” y la nueva hoja de ruta para la descarbonización Repower EU que adelanta la prohibición del motor de combustión y por tanto acelera la transición energética en Europa, con importantes descensos en la demanda de combustibles.

Para completar la información, ante la incertidumbre consustancial a las hipótesis de largo plazo que se utilizan, se ofrecen las sensibilidades (positivas y negativas) a las variaciones razonables de las principales hipótesis utilizadas en el test de deterioro (precios de crudo y gas, tasas de descuento,...). Ver Nota 20.2.

Tasas de descuento

Los flujos de efectivo futuros se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos a ellos asociados. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos para cada país y negocio. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del negocio. Por tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de mercado, crediticio y de negocio. Para que los cálculos sean consistentes, las estimaciones de flujos de caja futuros no reflejan los riesgos que ya se han considerado en la tasa de descuento o viceversa. La tasa de descuento utilizada considera el apalancamiento medio del sector durante los últimos cinco años, como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia empresas comparables y sus principales componentes son los siguientes:

- El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares es el del bono soberano de EE.UU a 10 años y para los flujos en euros el del bono soberano de Alemania a 10 años;
- En cuanto al riesgo-país se utilizan (i) cotizaciones de mercado, tales como el diferencial de los bonos soberanos en euros o dólares americanos con respecto a la deuda emitida por Alemania (euros) o EE.UU (USD) respectivamente, (ii) estimaciones de riesgo-país contenidas en el EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) publicado por JP Morgan, y (iii) estimaciones de riesgo-país publicadas por tres proveedores externos -*Country Risk Rating (IHS Global Insight)*, *International Country Risk Guide (PRS Group)* y *Business Monitor (Fitch Group)*- todo ello ajustando las características específicas de cada negocio y/o país;
- Se utiliza una prima de riesgo de mercado diferente en función de la divisa (EUR y USD); y
- Respecto de las primas de riesgo de negocio (*Betas*), se calculan de forma específica a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables, para cada uno de los negocios.

En la Nota 20.1 se muestran las tasas de descuento utilizadas en el test de deterioro de 2022.

Estimación de los flujos de caja

Para la estimación de los flujos de caja⁷ se calcula la evolución prevista de las variables clave de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos de cada negocio que están elaborados con escenarios que consideran la transición energética y la descarbonización de la economía y en coherencia con los objetivos de descarbonización adquiridos por Repsol (ver Nota 3.5.2).

No obstante, los flujos de caja sólo tienen en cuenta el estado actual de los activos al momento de llevar a cabo la estimación, sin considerar entradas y salidas de efectivo correspondientes a mejoras o reestructuraciones futuras. En concreto, no se tienen en cuenta las inversiones futuras para mejoras en el desempeño del activo ni por cambios tecnológicos, ni siquiera los que hoy se pueden anticipar y que pueden suponer una estrategia válida de transformación de los activos en el contexto previsible de la transición energética.

⁷ Con la primera aplicación de la NIIF 16 hizo necesario el reconocimiento de los derechos de uso y su asignación a diferentes UGEs, con la consiguiente exclusión de los pagos fijos por arrendamiento en el cálculos del valor en uso.

Activos de exploración y producción de hidrocarburos

La valoración de los activos productivos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación y en consistencia con la regulación en materia climática y medioambiental de cada país. El vencimiento de los flujos oscila entre 2030 y 2071. Los activos convencionales no superan el año 2050 y los no convencionales, situados en USA tienen una vida productiva mayor. En cualquier caso, aproximadamente el 97% del valor de los flujos de caja de estos activos se recupera antes de 2040, lo que evidencia la reducida exposición del Grupo a activos "varados" (expuestos a su abandono temprano, "stranded assets" en inglés).

Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

- Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales principales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI (*West Texas Intermediate*) y HH (*Henry Hub*). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado.
- Reservas, recursos y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de vida productiva de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Para la estimación de reservas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema "SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG/SPWLA/EAGE Petroleum Resources Management System", referido normalmente por su acrónimo "SPE-PRMS (SPE-Society of Petroleum Engineers)". Las sendas de precios utilizadas en esta estimación son las mismas que las utilizadas en el test de deterioro de los activos.

La estimación de las reservas y recursos de crudo y gas⁸ es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía⁹. El volumen de las reservas y recursos de crudo y gas se utiliza tanto para el cálculo de la amortización como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones y el cálculo de las provisiones por desmantelamiento en activos del segmento *Upstream*.

Modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo. Para información sobre las reservas del Grupo véase el documento "*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos*".

- Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos.

Activos del segmento Industrial

Los flujos de caja se calculan considerando la evolución prevista de las variables clave (demanda de productos petrolíferos, márgenes de contribución unitarios, inversiones y costes fijos). A continuación se describen las principales particularidades de los negocios más relevantes:

- En el negocio de Refino en España se realizan proyecciones hasta 2040, previéndose una caída de actividad de alrededor del 80% (la demanda de productos petrolíferos cae de forma importante tanto en España como en Europa). En este escenario se ven reducidas las inversiones del sector de refino, lo que compensará en parte el efecto de la caída de la demanda. Conviene puntualizar que esta reducción de inversiones en activos tradicionales de refino de crudo (que se refleja en el valor recuperable de los activos actuales en el test de deterioro de 2022), no incluye las nuevas inversiones de transformación de los complejos industriales en el contexto de la transición energética y conforme a la visión estratégica del Grupo Repsol (por ejemplo, inversiones en biocarburantes y carburantes sintéticos, circularidad, hidrógeno...).

En el corto plazo, la guerra en Ucrania ha encarecido de manera generalizada los precios de los hidrocarburos ha provocado el fortalecimiento de los márgenes industriales. Sin embargo a largo plazo, las nuevas dinámicas derivadas del conflicto parecen decantarse por una aceleración de la transición energética en Europa (nueva hoja de ruta para la

⁸ Las reservas se clasifican en (i) Probadas: aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, con la información disponible a la fecha, se estima que podrán ser recuperadas con certeza razonable (debería haber por lo menos una probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 1P), (ii) Probables: son aquellas reservas adicionales, que sumadas a las reservas probadas conforman el escenario 2P (debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P; este escenario refleja la mejor estimación de las reservas), y (iii) Recursos contingentes: aquellas cantidades de petróleo y gas natural que se estima, a una fecha determinada, que pueden ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas por aplicación de proyectos de desarrollo, pero que actualmente no se consideran comercialmente recuperables debido a una o más contingencias. Las reservas probadas o probables pueden ser desarrolladas (que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes) o no desarrolladas (se espera recuperar a través de futuras inversiones).

⁹ Los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías por firmas independientes de ingeniería (como mínimo un 95% de las reservas son auditadas externamente en un ciclo de tres años).

descarbonización Repower EU¹⁰ y el adelantamiento de la prohibición del motor de combustión) y por otras políticas públicas que pueden restar competitividad a la industria tradicional del refino en España (nuevos gravámenes sobre las empresas petroleras), así como el impacto en las alternativas de abastecimiento de las refinerías por las restricciones en la oferta de crudos pesados. Todo ello ha puesto de manifiesto una caída en las expectativas de utilización y rentabilidad futura de los actuales activos industriales de refino, tal y como se describe en la Nota 20.1.

- En el negocio de Química se realizan proyecciones a cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. Los productos químicos juegan un papel fundamental para facilitar la transición energética y la descarbonización, al estar presentes a lo largo de la cadena de valor de casi todas las industrias, por lo que el crecimiento de la demanda de productos químicos se estima que seguirá siendo sólido en un escenario de transición energética. El uso de productos y soluciones químicas puede ayudar a abordar varios de los desafíos relacionados con esta transición y muchas tecnologías bajas en carbono dependen de las innovaciones en química para ser más eficientes, asequibles y escalables (p.ej., materiales para paneles fotovoltaicos, aligeramiento de peso en vehículos, aislamiento, conservación de alimentos, ahorro y eficiencia energética).

En el corto plazo, el contexto de incertidumbre condicionado por la guerra en Ucrania, ha puesto de manifiesto una caída de la demanda y de los márgenes de la industria química, tal y como se describe en la Nota 20.1.

- Los flujos de caja en los negocios de Mayorista y *Trading Gas* Norteamérica se proyectan según la duración de los contratos de regasificación y transporte de gas y han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis:
 - i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales utilizadas son: HH, Algonquin y TTF (*Title Transfer Facility*), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que las referencias internacionales no reflejen las circunstancias del mismo.
 - ii. Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL. Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio y a la actividad prevista, todo ello conforme al presupuesto anual y al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos como la estimación de precios del punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

En el corto plazo, el contexto de incertidumbre condicionado por la guerra en Ucrania, ha puesto de manifiesto una caída de la demanda del gas y de los márgenes (por los diferenciales entre los marcadores europeos y americanos) tal y como se describe en la Nota 20.1.

Activos del segmento Comercial y Renovables

- Para los negocios Comerciales, por regla general, se realizan proyecciones hasta 2032 consistentes con las reducciones de demanda de combustibles fósiles previstas en el marco de las políticas europeas y españolas de descarbonización sin considerar rentas perpetuas ni un periodo mayor a los diez años porque, siendo éste suficiente para demostrar la recuperabilidad del valor contable de los activos actuales, se evita entrar a valorar escenarios de largo plazo sometidos a elevada incertidumbre por el marco regulatorio europeo.
- Para los activos de generación de energía eléctrica se han realizado proyecciones conforme a la vida útil prevista de las plantas, en un rango de entre 13 a 38 años dependiendo de la tecnología (de menor a mayor: ciclos combinados, eólica y fotovoltaica y centrales hidráulicas) y, aplicando en su caso, los precios de venta de la energía eléctrica incluidos en los contratos "PPAs" para la energía comprometida con terceros y la estimación de los precios de mercado para el resto.

La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros (ver Nota 13). El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, considerando las mismas hipótesis descritas anteriormente, a menos que la misma no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o UGEs del Grupo.

¹⁰ REPowerEU es el plan de la Comisión Europea para independizar a Europa de los combustibles fósiles rusos mucho antes de 2030. El plan establece varias medidas para reducir rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles rusos y adelantar la transición ecológica, aumentando al mismo tiempo la resiliencia del sistema energético a escala de la UE. Este plan se basa en el paquete de propuestas "Objetivo 55" (comúnmente denominadas "Fit for 55"). Para más información véase el Anexo III.

3.5.2] Estimaciones y juicios contables relacionados con los riesgos e implicaciones del cambio climático, la descarbonización y la transición energética

Los principales riesgos derivados del cambio climático son los denominados "*transicionales*"¹¹, aquellos derivados de la transición energética, así como los riesgos "*físicos*"¹² que pudieran verse exacerbados por el avance del cambio climático. Repsol está más expuesto a los primeros que a los segundos, dada la naturaleza y localización de sus actividades.

En diciembre de 2019 Repsol hizo público su compromiso de ser parte de la solución en la lucha contra el cambio climático, al orientar su estrategia para ser una compañía con cero emisiones netas de CO₂ en el año 2050, en consonancia con los objetivos de las Cumbres de París, que pretenden limitar el calentamiento del planeta, y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. Este objetivo fue la base de elaboración del Plan Estratégico 2021-2025.

La reducción del Indicador de Intensidad de Carbono (IIC)¹³ medido en gCO₂e/MJ es la métrica utilizada para el seguimiento de los objetivos intermedios de descarbonización hacia la neutralidad de emisiones en 2050. Los objetivos intermedios de reducción del IIC, respecto a los niveles de 2016, son: 15% en 2025, 28% en 2030 y 55% en 2040. El IIC de 2022 (70,3 gCO₂e/MJ) se ha reducido un 9,6% respecto al año base (2016).

Para más información sobre la estrategia y los riesgos y oportunidades de la descarbonización véase el apartado 6.1 Cambio Climático del Informe de gestión consolidado 2022 que se prepara siguiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD)*¹⁴ a las que Repsol se ha adherido de manera voluntaria.

A continuación se describen las principales estimaciones y juicios contables realizados por la Dirección y los Administradores de Repsol para la elaboración de los estados financieros consolidados que guardan una más estrecha relación con los efectos del cambio climático y la transición energética.

Valor recuperable de los activos.

De acuerdo con las NIIF, los estados financieros de Repsol se basan en suposiciones razonables y sustentables que representan la mejor estimación actual de los Administradores sobre el rango de condiciones económicas que pueden existir en el futuro previsible en relación con el cambio climático y la transición energética (ver 3.5.1).

Tanto las sendas de precios como las hipótesis de demanda, etc. utilizadas para la valoración de los activos en el test de deterioro tienen en cuenta los compromisos de descarbonización de la economía y, por tanto, asumen la restricción de uso de combustibles fósiles y el desarrollo de tecnologías alternativas, que impulsan la transición energética y que supondrán una reducción de la demanda de productos de hidrocarburos a medio y largo plazo. En concreto, las hipótesis consideradas por Repsol contemplan escenarios de transición energética, impulsados por las políticas de descarbonización, que están alineados con los objetivos de cambio climático de la COP-21 de París. La estrategia de la Compañía en estos escenarios se orienta al objetivo "cero emisiones netas" en 2050 (ver apartado 6.1 del Informe de gestión del Grupo).

En cualquier caso, es previsible que la transición energética traiga consigo volatilidad e incertidumbre sobre la evolución de los precios y la demanda de las materias primas a lo largo de las próximas décadas. Algunas sendas de precios elaboradas por terceros prevén un precio estructural de las materias primas más bajo durante el período de transición, mientras que otras sendas prevén unos precios estructurales más elevados como resultado de variaciones tanto en la oferta como en la demanda. Por este motivo, en el apartado 6.1. del Informe de gestión consolidado 2022, se incluye un análisis que evalúa la resiliencia de la Compañía, así como su capacidad para alcanzar sus objetivos de cero emisiones netas en 2050, en distintos escenarios de descarbonización de la economía de largo plazo (2031-2050). Con ello se da respuesta a las recomendaciones del TCFD: "*Describir la resiliencia de la estrategia de la organización, teniendo en cuenta los diferentes escenarios relacionados con el clima, como un escenario con 2°C o inferior*".

¹¹ Los principales riesgos transicionales son: regulatorios, legales, tecnológicos, de mercado o reputacionales.

¹² Inundaciones o sequías, incendios forestales, tormentas tropicales, movimientos tectónicos,...

¹³ El IIC tiene en cuenta en el numerador las emisiones derivadas de la actividad de la compañía (emisiones directas e indirectas derivadas de las operaciones de exploración y producción, refino y química y por generación de energía eléctrica) y las emisiones asociadas al uso de los productos combustibles derivados de nuestra producción de energía primaria (petróleo y gas natural). En el denominador, el indicador recoge la energía que Repsol pone a disposición de la sociedad en forma de productos finales derivados de la producción de energía primaria de petróleo y gas y de fuentes de energía bajas en carbono. Para más información en www.repsol.com.

¹⁴ Los ministros de Finanzas y los Gobernadores de bancos centrales del G-20 pidieron al Consejo de Estabilidad Financiera (FSB por sus siglas en inglés) que revisaran cómo el sector financiero se podía hacer cargo de los problemas relacionados con el clima. El Consejo de Estabilidad Financiera estableció un grupo de trabajo sobre divulgación de información financiera relacionada con el clima (Task Force) que ha elaborado unas recomendaciones cuyos elementos centrales son: gobernanza, estrategia, gestión de riesgos y métricas y objetivos. Más información en <https://www.fsb-tcfd.org>.

Adicionalmente, atendiendo a las demandas de algunos usuarios de información, en la Nota 20 se informa de los impactos adicionales que resultarían del test de deterioro si se utilizara el escenario Net Zero Emission 1,5°C de la Agencia Internacional de Energía publicado en su informe World Energy Outlook 2022¹⁵.

Los activos del Grupo con mayor exposición al cambio climático son:

- Las actividades de Exploración y Producción, en las que el Grupo ha reducido su exposición significativamente en los últimos años. Desde diciembre de 2018, el capital empleado en este segmento de negocio ha descendido desde los 21.515 millones de euros hasta los 12.282 millones de euros al 31 de diciembre de 2022 (un -43%). La reducción se explica por las desinversiones en activos no prioritarios, por el progresivo descenso del esfuerzo inversor en exploración y por los importantes deterioros reconocidos, destacando los de 2019 (aproximadamente 6.000 millones de euros como consecuencia, principalmente, de la evolución de las expectativas de precios de crudo y gas). Por otra parte, hay que considerar que la mayor parte de las reservas de hidrocarburos que posee el Grupo son de gas (67%), un producto crucial para facilitar la transición energética.
- El negocio de Refino en España podría verse afectado por las medidas regulatorias derivadas de políticas de descarbonización o por una caída de la demanda de combustibles fósiles más acelerada. Asumiendo escenarios de transición energética más acelerada en Europa, durante 2022, el negocio de Refino ha revisado a la baja sus expectativas a medio y largo plazo como consecuencia de las nuevas medidas europeas para acelerar la transición energética, las medidas fiscales aprobadas y el impacto negativo (más allá del corto plazo) de las dinámicas de mercado impulsadas por la guerra de Ucrania. Estas circunstancias afectarán a la rentabilidad y competitividad de algunas instalaciones y han supuesto el registro de deterioro de valor y de provisiones por desmantelamiento de aquellas unidades que no pueden reconvertirse, así como la revisión de sus vidas útiles a efectos de amortizaciones y provisiones por desmantelamiento. El impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2022 por los deterioros de valor asciende a -1.479 millones de euros antes de impuestos (ver Nota 20.1). En línea con la estrategia de Repsol, las plantas de refino se están transformando en plantas energéticas que proporcionarán materias primas para el negocio de productos químicos y lubricantes, así como otros productos energéticos con bajas emisiones de carbono, incluidos los biocombustibles y el hidrógeno.
- Los negocios de Movilidad también podrían verse afectados por la reducción del consumo de combustibles fósiles. En este sentido, para los negocios en España solo se han considerado proyecciones de flujos de caja para los próximos diez años, sin necesidad de registrar ningún deterioro; en Portugal, sin embargo, se han reconocido deterioros en los negocios de Movilidad, afectados por la caída de volúmenes a futuro en los nuevos escenarios de demanda (ver Nota 20.1).

Vidas útiles del inmovilizado.

La transición energética y el ritmo al que progresa pueden impactar en la vida útil restante de ciertos activos.

Los activos asignados al segmento Exploración y Producción son amortizados generalmente usando una metodología de unidad de producción donde la amortización depende de la relación entre la producción (ver Nota 3.4) y las reservas que se espera producir sin realizar inversiones adicionales. La producción esperada y el cálculo de las reservas tienen en cuenta los impactos de la demanda y precios futuros derivados de la descarbonización. Se estima que el 52% de dicha producción esperada se haya extraído en 2030 y el 86% en 2040.

Los activos amortizables existentes en los complejos industriales de refino en España se estima que estarán totalmente amortizados contablemente en 2040. En 2022 se ha revisado la vida útil de aquellas unidades de las plantas de refino en España más afectadas por la transición energética y se ha adelantado la fecha prevista para el inicio de su desmantelamiento. Este cambio de vidas útiles no ha tenido un impacto relevante por amortización en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo. En relación con los activos amortizables que actualmente existen en los complejos petroquímicos de la península Ibérica, se estima, igualmente, que estén totalmente amortizados en torno a 2040.

En relación con los activos del negocio de Movilidad de la península Ibérica, se estima que un 72% del valor contable de los activos amortizables actuales estaría amortizado en 2030 y un 91% en 2040.

Provisiones por desmantelamiento.

La valoración de las provisiones de desmantelamiento (tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo) está sujeta a cambios en las hipótesis

¹⁵ El escenario NZE de la IEA es un escenario "normativo", que no pretende simular una demanda de hidrocarburos basada en factores de mercado, y por ello el escenario de precios que propone no incluye, a efectos de la valoración de activos, una evolución realista de los precios o la demanda. Los escenarios normativos (o prescriptivos) describen un futuro pre-especificado, presentando "una imagen del mundo alcanzable (o evitable) solo a través de ciertas acciones". El escenario mismo se convierte en un argumento para tomar esas acciones.

inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. La transición energética puede adelantar el desmantelamiento de los activos actuales de los segmentos Exploración y Producción e Industrial. A efectos del cálculo de las provisiones correspondientes, se considera que la mayoría de estos activos comiencen a desmantelarse en las próximas dos décadas. El riesgo del calendario de las actividades de desmantelamiento y restauración para los ámbitos de Exploración y Producción e Industrial es limitado gracias a los planes de producción previstos.

El calendario de las actividades de desmantelamiento y restauración también queda reflejado en la tasa de descuento, en consonancia con la vida útil media restante de dichos activos. Para más información véase la Nota 15.1.

Derechos de emisión de CO₂.

En 2021, en Europa comenzó la fase IV de la Directiva EU Emissions Trading System (EU-ETS) para el periodo 2021-2030, que supondría una reducción del número global de derechos de emisión, a un ritmo anual del 2,2% a partir de 2021 y hasta el 2025. A partir de entonces se aplicarán unas nuevas reglas en proceso de discusión entre el Parlamento, el Consejo y la Comisión europea para la incrementar la reducción de las emisiones de CO₂ (adaptándose al nuevo objetivo de reducir el 55% de sus emisiones de CO₂ en el total de la economía europea en 2030 respecto a 1990 -Fit for 55) y abordar su impacto social. En este sentido, a finales del 2022 el tripartito ha acordado de forma provisional aumentar hasta el 62% la reducción de emisiones para 2030 en los sectores cubiertos por este régimen.

En 2022, a las sociedades del Grupo se les han asignado derechos de CO₂ gratuitos equivalentes a 7,3 millones de toneladas de CO₂. El gasto neto por emisiones de CO₂ en 2022 ha ascendido a 493 millones de euro (principalmente por las emisiones de CO₂ de los complejos industriales en España). Para más información de detalle sobre el registro y valoración de los derechos de CO₂, véase las Notas 15.1. y 16.

Otros

- Impuestos diferidos. La valoración de la recuperabilidad de los activos por impuesto diferido se realiza con los mismos escenarios e hipótesis utilizados para el cálculo del valor recuperable de los activos (ver 3.5.1) y por tanto contemplan los procesos de descarbonización y transición energética. Se esperan flujos de efectivo suficientes para la recuperación de los activos por impuestos diferidos reconocidos a 31 de diciembre de 2022 (ver Nota 22).
- Contratos onerosos. El cierre o terminación anticipada de ciertos activos o actividades puede convertir alguno de los contratos de suministro en contratos onerosos. Al 31 de diciembre de 2022 las provisiones de contratos onerosos, no son significativas para el Grupo (ver Nota 15.1).
- Litigios. En el curso normal de los negocios del Grupo, las entidades están sujetas a procedimientos legales y regulatorios que surgen de las leyes actuales y pasadas, incluidos los asuntos relacionados con cuestiones medioambientales (ver Notas 15 y 29.1). Al 31 de diciembre de 2022 Repsol no tiene demandas ni litigios relacionados con el cambio climático.

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

[4] Información por segmentos de negocio¹⁶

4.1] Definición de los segmentos de negocio

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

La definición de los segmentos de negocio se basa en las diferentes actividades desarrolladas por el Grupo y su importancia significativa, así como en la estructura organizativa para la gestión de los negocios y en la forma que la dirección y los administradores de Repsol analizan las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2022 y 2021, los segmentos de *reporting* de Repsol son los siguientes:

- Exploración y Producción ("E&P" o también "*Upstream*"): actividades de exploración, desarrollo y producción de reservas de crudo y gas natural.
- Industrial: actividades de (i) refino, (ii) petroquímica, (iii) *trading* y transporte de crudo y productos y (iv) comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL).
- Comercial y Renovables: negocios de (i) generación de electricidad de bajas emisiones y fuentes renovables, (ii) comercialización de electricidad y gas, (iii) movilidad y comercialización de productos petrolíferos y (iv) gases licuados del petróleo (GLP).

Por otro lado, en Corporación y otros se incluyen (i) los gastos de funcionamiento de la corporación y, específicamente, los de dirección del Grupo que no han sido facturados como servicios a los negocios, (ii) el resultado financiero, y (iii) los ajustes de consolidación intersegmento.

4.2] Modelo de presentación de los resultados por segmentos

Repsol presenta los resultados y otras magnitudes financieras de los segmentos incluyendo los negocios conjuntos¹⁷ (Modelo de *Reporting* Grupo), de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado neto ajustado, que se corresponde con el resultado de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS), neto de impuestos y minoritarios, y sin incluir ciertos ingresos y gastos que se presentan de manera separada ("*Resultados específicos*"). El resultado financiero se asigna al Resultado neto ajustado de *Corporación y otros*.

El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios Industrial y Comercial y Renovables 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. En el resultado 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. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado neto ajustado no incluye el denominado Efecto patrimonial. Este Efecto patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios, y se corresponde con la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a coste medio ponderado, que es el criterio utilizado por el Grupo para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

Asimismo, el Resultado neto ajustado tampoco incluye los denominados Resultados específicos, esto es, ciertas partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Se incluyen aquí las plusvalías/minusvalías por desinversiones, los costes de reestructuración, los deterioros (dotaciones/reversiones) de activos, las provisiones para riesgos y gastos y otros ingresos/gastos relevantes

¹⁶ Algunas de las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR), de acuerdo a las Directrices del ESMA (para más información, véase el Anexo II Medidas Alternativas de Rendimiento del Informe de Gestión consolidado ó en www.repsol.com). Todas las magnitudes presentadas a lo largo de esta Nota se concilian con los estados financieros NIIF UE en el Anexo I.

¹⁷ Véase la Nota 13 y el Anexo II donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

ajenos a la gestión ordinaria de los negocios. Estos resultados se presentan de forma independiente, netos de impuestos y minoritarios.

4.3] Información financiera por segmentos de negocio

La principal información financiera por segmentos de negocio se incluye en esta Nota y en el Anexo I. Información adicional sobre el desempeño de los segmentos se puede encontrar en el Informe de gestión consolidado 2022 que acompaña a estas Cuentas Anuales consolidadas y se publica junto con ellas.

Resultados de los segmentos de negocio	Millones de euros	
	2022	2021
Exploración y Producción	3.029	1.687
Industrial	3.150	606
Comercial y Renovables	540	542
Corporación y otros	(58)	(381)
RESULTADO NETO AJUSTADO	6.661	2.454
Efecto patrimonial	75	797
Resultados específicos	(2.485)	(752)
RESULTADO NETO	4.251	2.499

Otras magnitudes	Resultado de las operaciones		Flujo de caja de las operaciones		Flujo de caja libre		Inversiones de explotación ⁽¹⁾		Capital empleado	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Millones de euros										
Exploración y Producción	5.705	3.027	5.706	3.355	3.983	2.465	2.127	1.223	12.282	12.348
Industrial	4.315	792	2.639	1.031	1.547	196	1.025	859	11.108	11.163
Comercial y Renovables	809	761	770	1.288	(26)	475	925	829	4.667	4.451
Corporación y otros	(181)	(208)	(192)	(221)	(293)	(297)	105	83	172	594
TOTAL	10.648	4.372	8.923	5.453	5.211	2.839	4.182	2.994	28.229	28.556

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período.

4.4.] Acontecimientos destacables en el periodo ¹⁸

- La favorable evolución de la COVID-19, que ha permitido una progresiva recuperación económica y de la movilidad, se ha visto frenada por la **invasión rusa de Ucrania**. Como consecuencia de la guerra (ver Nota 20.3) se han exacerbado las presiones inflacionarias, generado cuellos de botella en la cadena de suministro y una extraordinaria volatilidad en los mercados financieros y de materias primas, así como un cambio de las políticas monetarias de los bancos centrales, que han supuesto un incremento significativo de los tipos de interés, y el aumento de la presión fiscal sobre la compañías energéticas (ver Nota 22). El Grupo ha completado en enero de 2022 la venta de los últimos activos en Rusia (ver Nota 20.3 y 10).
- El complejo y volátil **entorno** ha afectado a las actividades y resultados de los negocios de la Compañía de manera desigual (ver apartado 4. “Resultados financieros y retribución a nuestros accionistas” del Informe de gestión consolidado 2022): la subida de los precios de los hidrocarburos y productos derivados ha elevado los precios de realización de Exploración y Producción y la disrupción de las cadenas de suministro ha aumentado los márgenes de Refino; pero por el contrario, los márgenes en los negocios de Movilidad en España se han visto minorados por la política de descuentos aplicada por la compañía para mitigar los impactos sobre la sociedad de la subida en los precios de venta de sus productos (ver Nota 19.1) y la extrema volatilidad en los precios ha provocado pérdidas en los negocios de Comercialización de gas.
- En línea con lo previsto en el Plan Estratégico 2021-2025, durante 2022 se han alcanzado importantes acuerdos **de dilución** sin pérdida de control -operaciones con minoritarios-, **desinversión y adquisición** que permitirán focalizar las actividades en las áreas que ofrecen mayores ventajas competitivas y acelerar los objetivos de descarbonización asumidos.

En el segmento de Exploración y Producción: en septiembre se ha firmado un acuerdo vinculante con EIG (a través de su filial Breakwater Energy Holdings, S.À R.L.) para la **venta de una participación del 25% en el negocio de Exploración y Producción** de hidrocarburos de Repsol por un precio de las acciones de 3.350 millones de dólares (sujeto a los ajustes

¹⁸ Para una descripción detallada de los principales acontecimientos del periodo véase el apartado 1. Resumen del año 2022 del Informe de Gestión consolidado 2022.

de cierre habituales en este tipo de operaciones). Este acuerdo valora el negocio de E&P en 19.000 millones de dólares. Se espera que la transacción se cierre en el primer trimestre del año 2023, puesto que ya se han completado las aprobaciones regulatorias habituales y la reorganización corporativa del negocio. Adicionalmente, en 2022 se han completado las desinversiones en Malasia, Ecuador, Rusia y Grecia y la venta de una parte de los activos de Canadá.

En Comercial y Renovables: se ha **vendido una participación del 25% de Repsol Renovables**, S.L.U. a *Crédit Agricole Assurance y Energy Infrastructure Partners* (EIP), que ha supuesto una caja de 986 millones de euros para el Grupo (ver Nota 6.5) y que supone valorar el negocio de Renovables en 4.383 millones de euros¹⁹. En el momento de la transacción la compañía contaba con una cartera de más de 1,6 GW de capacidad renovable instalada, estando presente en España (generación hidráulica convencional y bombeo, parques eólico Delta I y Delta II, planta fotovoltaica Valdesolar, complejo fotovoltaico Kappa, ...), Estados Unidos (plantas fotovoltaicas Jicarilla 1 y Jicarilla 2) y Chile (parque eólico Cabo Leonés III,...). El acuerdo refuerza la posición financiera de la Compañía para lograr el objetivo estratégico de alcanzar una capacidad instalada de 6 GW en 2025 y 20 GW en 2030.

Se ha alcanzado un acuerdo para **adquirir el 100% de Asterion Energies**, que gestiona una cartera de activos renovables de 7.700 MW en España, Italia y Francia, al fondo de infraestructuras Asterion Industrial por importe de 560 millones de euros (sujeta su conclusión a las aprobaciones regulatorias habituales). Adicionalmente, se han adquirido nuevos proyectos solares (como *Frye Solar*, *Outpost* o *Pinnington*) en Texas (EE.UU.).

Para más información véase el apartado 2.5 del Informe de gestión consolidado 2022.

- En lo que se refiere a los avances en la **transformación de nuestros negocios**, se ha aumentado la capacidad de generación de bajas emisiones con la entrada en operación del proyecto fotovoltaico Jicarilla 2 en EE.UU. (63 MW) y, en España, con la entrada en operación de los primeros parques del proyecto eólico Delta II (60 MW); también se ha completado la venta del 49% de la participación del proyecto fotovoltaico Valdesolar a *The Renewables Infrastructure Group* (TRIG) y del 49% del proyecto fotovoltaico Kappa al grupo Pontegadea. En los negocios Comerciales se ha continuado impulsando la digitalización para lograr 8 millones de clientes digitales en 2025, la aplicación Waylet ha incorporado 2,3 millones de nuevos usuarios durante el año para acabar con 5,5 millones de usuarios; avanzado en su vocación de ser un actor relevante en el mercado de luz y gas en España, Repsol ha continuado aumentando el número de clientes hasta alcanzar 1,5 millones. Para más información véase el apartado 5.3 del Informe de gestión consolidado 2022.

En el segmento Industrial, se ha seguido avanzando en la transformación de las instalaciones industriales en hubs energéticos, capaces de generar productos de baja, nula o incluso negativa huella de carbono. Así, se han iniciado a principios de marzo las obras de la primera planta de biocombustibles avanzados de España, que se está construyendo en la refinería de Cartagena y se ha adquirido una participación en la compañía canadiense Enerkem, líder mundial en producción de combustibles y productos químicos renovables mediante gasificación de residuos no reciclables por 54 millones de euros. Otro de los pilares identificados por la compañía para lograr una industria más sostenible es el hidrógeno renovable, donde Repsol ha liderado el proyecto SHYNE (*Spanish Hydrogen Network*), consorcio español integrado por 33 entidades de diferentes sectores que desplegará proyectos con los que se espera generar más de 13.000 empleos. Para más información véase el apartado 5.2 del Informe de gestión consolidado de 2022.

- Se fortalece significativamente la estructura financiera por la **reducción de deuda neta** (ver Nota 5) e **incremento de la liquidez** (ver Nota 10.2) impulsadas por el mayor flujo de caja de las operaciones (ver Nota 24) y, en menor medida, por la caja obtenida de las operaciones de venta de participaciones minoritarias y desinversiones en activos de *Upstream*. En 2022 (i) se han **recomprado** y cancelado los bonos vivos emitidos por Repsol Oil & Gas Canadá Inc., con un importe nominal de 412 millones de dólares, (ii) se ha cancelado a su vencimiento un bono emitido por RIF por importe nominal de 500 millones de euros, y (iii) se ha cancelado la deuda financiera (project finance) asociada a la planta de regasificación de Saint John LNG, por importe de 586 millones de dólares. Todas estas actuaciones han sido reconocidas por dos de las principales agencias de rating crediticio (*Moody's* y *Standard & Poor's*) que han mejorado la calificación crediticia a largo plazo de Repsol, con perspectiva de estable (ver Nota 7 y apartado 4.3 del Informe de gestión consolidado 2022).
- Como consecuencia de la buena marcha de sus negocios, la **contribución fiscal del Grupo**²⁰ ha alcanzado en 2022 niveles históricos. Los impuestos pagados en el ejercicio ascienden a 17.002 millones de euros (criterio de caja)²¹. Los impuestos que minoran nuestro beneficio (incluyendo no solo el impuesto sobre sociedades sino todos los que constituyen un gasto en la cuenta de resultados) devengados en el ejercicio ascienden a 5.530 millones de euros, lo que representa el 56% de nuestro resultado antes de impuestos. En estos importes no se incluye el Gravamen Temporal

¹⁹ Considera igualmente el valor de negocio tras desinversión del 49% de la participación en el proyecto eólico Delta I.

²⁰ Magnitudes de contribución fiscal calculadas de acuerdo al Modelo de *Reporting* de Grupo descrito en esta Nota.

²¹ La contribución fiscal generada por nuestras actividades y pagada por nuestras compañías, es soportada por la empresa (tributos propios) y por sus clientes, empleados e inversores (tributos recaudados de terceros).

Energético que recae sobre las operaciones realizadas en España durante 2022 (1,2% de la cifra de negocio, con ciertos ajustes), pues se paga en 2023 y, según criterio manifestado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores, no se debe registrar el gasto correspondiente hasta 1.1.2023. Para más información, véanse la Nota 22 de estas Cuentas Anuales y el apartado 6.6 del Informe de Gestión consolidado 2022.

- La **cotización de la acción** ha experimentado una significativa recuperación (cotización promedia en 2022 un 27% por encima a la de 2021) y la **retribución** al accionista en 2022 se ha concretado en el pago de un dividendo de 0,30 euros brutos por acción por importe total de 439 millones de euros en enero de 2022, con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, y de un dividendo de 0,33 euros brutos por acción por importe total de 471 millones de euros en julio de 2022, con cargo a los resultados del ejercicio 2021 (conjuntamente un 7% superior a la retribución de 2021). Adicionalmente, se han ejecutado tres reducciones de capital mediante la amortización de un total de 200 millones de acciones propias (ver Nota 6.2), que permite mejorar el beneficio por acción.

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS

[5] Estructura financiera

Repsol asume una política financiera prudente con el objetivo de mantener la calificación crediticia de grado inversión.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta una ratio de apalancamiento que garantice la solidez financiera del Grupo, definida como relación entre la Deuda neta²² y el Capital empleado²³. Ambas magnitudes son, a estos efectos, calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo descrito en la Nota 4 y la conciliación de estas magnitudes con las establecidas en NIIF-UE y utilizadas para la elaboración de los estados financieros de las presentes Cuentas Anuales consolidadas se puede encontrar en el Anexo I y en el Informe de gestión consolidado 2022 (www.repsol.com). El cálculo de las citadas ratios a 31 de diciembre de 2022 y 2021, se desglosa a continuación:

Estructura financiera	Millones de euros	
	2022	2021
Patrimonio neto	25.973	22.794
Deuda financiera neta ⁽¹⁾	2.256	5.762
Capital empleado ⁽¹⁾	28.229	28.556
Ratio de Apalancamiento (%)	8,0	20,2

⁽¹⁾ Medida Alternativa de Rendimiento.

[6] Patrimonio Neto

Patrimonio Neto	Millones de euros	
	2022	2021
Fondos propios:	24.611	22.320
Capital social	1.327	1.527
Prima de emisión y reservas:	16.750	16.655
Prima de emisión	4.038	4.038
Reserva legal ⁽¹⁾	314	314
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	12.431	12.303
Dividendo y remuneraciones a cuenta	(33)	—
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(3)	(641)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	4.251	2.499
Otros instrumentos de patrimonio	2.286	2.280
Otro resultado global acumulado:	683	94
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	(15)	(4)
Operaciones de cobertura	(144)	51
Diferencias de conversión	842	47
Intereses minoritarios	679	380
TOTAL PATRIMONIO NETO	25.973	22.794

⁽¹⁾ De acuerdo con la Ley de Sociedades de Capital, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio de la sociedad dominante a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

⁽²⁾ Incluye: (i) el traspaso del resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante del ejercicio 2021, (ii) una reserva por capital amortizado por importe de 480 millones de euros, que equivale al valor nominal de las acciones amortizadas en las reducciones de capital del periodo 2018-2021 en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" (ver 6.3) y (iii) los resultados de las operaciones de venta sin pérdida de control (ver Nota 6.5).

6.1] Capital social

El capital social a 31 de diciembre de 2022 y 2021 estaba representado por 1.327.396.053²⁴ y 1.527.396.053 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas.

²² Las ratios utilizan el concepto de Deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.

²³ Corresponde a la suma de la Deuda financiera neta más el Patrimonio neto.

²⁴ Capital social tras la ejecución en diciembre de la reducción de capital mediante amortización de 50 millones de acciones propias.

Según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% Derechos de voto atribuidos a las acciones		% Derechos de voto a través de instrumentos financieros	% Total derechos de voto
	Directo	Indirecto		
BlackRock, Inc. ⁽¹⁾	—	5,306	0,169	5,475
Norges Bank	3,244	—	0,006	3,250

⁽¹⁾ BlackRock, Inc. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas.

A 31 de diciembre de 2022 Repsol, S.A. tienen acciones admitidas a cotización en los siguientes mercados:

Nº de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
1.327.396.053	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia) OTCQX	14,850 15,930	13,838 14,090	euros dólares

Nota: Para más información en relación a la acción de Repsol véase el apartado 4.4. del Informe de gestión consolidado 2022.

⁽¹⁾ No incluye bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan negociar sin solicitud por parte del Grupo.

Para más información sobre el precio de la acción véase el apartado 4.4 del Informe de gestión consolidado 2022.

6.2] Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias²⁵ efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Acciones y participaciones en patrimonio propias	2022			2021		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Millones de euros (importe)						
Saldo al inicio del ejercicio	64.110.571	641	4,20 %	19.601.118	162	1,25 %
Compras en mercado ⁽¹⁾	148.084.074	1.990	11,16 %	123.085.955	1.272	8,06 %
Ventas en mercado ⁽¹⁾	(11.969.080)	(161)	0,90 %	(38.081.992)	(366)	2,49 %
Reducción de capital	(200.000.000)	(2.467)	15,07 %	(40.494.510)	(427)	2,65 %
Saldo al cierre del ejercicio	225.565	3	0,02 %	64.110.571	641	4,20 %

⁽¹⁾ En 2022 y 2021 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo de los Programas de Recompra de acciones propias para su amortización (en 2022 se han adquirido un total de 106 millones de acciones). También en 2022 y 2021 "Compras mercado" y "Ventas Mercado" incluyen las acciones adquiridas y entregadas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de los Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual (en 2022 se han entregado 819.080 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes descritos en la Nota 27.4), así como otras transacciones en el marco de la operativa discrecional de autocartera descrita en el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del mercado de valores.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2022, la sociedad mantiene derivados sobre acciones propias (ver Nota 9).

6.3] Dividendos y retribución al accionista

La retribución en efectivo a los accionistas de Repsol, S.A. durante 2022 ha ascendido a 0,63 euros por acción:

- En enero se ha pagado un dividendo en efectivo de 0,30 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, por importe total de 439²⁶ millones de euros.
- En julio se ha pagado un dividendo en efectivo de 0,33 euros brutos por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2021, por importe total de 471²³ millones de euros.

Adicionalmente, se han ejecutado tres reducciones de capital mediante la amortización de 200 millones de acciones propias que contribuyen a la retribución del accionista mediante el incremento del beneficio por acción:

- En mayo, se ha ejecutado la reducción de capital aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2022, dentro del punto séptimo del orden del día, mediante la amortización de 75 millones de acciones propias de 1 euro de valor nominal cada una.

²⁵ La Junta General Ordinaria de Accionistas, en sus reuniones celebradas el 11 de mayo de 2018 y el 6 de mayo de 2022, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades dependientes, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa. La autorización vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 6 de mayo de 2022) se otorgó por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 11 de mayo de 2018.

²⁶ Retribución pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

- En octubre, se ha ejecutado la reducción de capital acordada por el Consejo de Administración de 27 de julio de 2022, al amparo del acuerdo aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2022 dentro del punto octavo del orden del día, mediante la amortización de 75 millones de acciones propias de 1 euro de valor nominal cada una.
- En diciembre, se ha ejecutado la reducción de capital acordada por el Consejo de Administración de 26 de octubre de 2022, al amparo del acuerdo aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2022 dentro del punto octavo del orden del día, mediante la amortización de 50 millones de acciones propias de 1 euro de valor nominal cada una. El capital social resultante de la reducción ha quedado fijado en 1.327.396.053 acciones (ver apartado anterior de esta Nota 6.1 "Capital social").

Durante 2021 la retribución al accionista ascendió a 0,588 euros por acción, correspondientes a la implementación en enero de 2021 del programa "Repsol Dividendo Flexible" y un dividendo en efectivo pagado en julio (0,30 euros brutos por acción). Adicionalmente, se ejecutó una reducción de capital mediante la amortización de 40.494.510 de acciones propias.

Remuneración al accionista 2023

El 11 de enero de 2023 se ha pagado a los accionistas un total de 0,35 euros brutos por acción, correspondientes a: (i) la cantidad de 0,325 euros brutos por acción con cargo a reservas voluntarias (aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas 2022, dentro del punto sexto del orden del día) y (ii) la cantidad de 0,025 euros por acción, en concepto de dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2022 (aprobado por el Consejo de Administración de octubre). El importe pagado ha ascendido a 454²⁷ millones de euros.

Adicionalmente, el Consejo de Administración de octubre acordó someter a la aprobación de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas el pago en 2023 de una retribución complementaria (adicional a la pagada en enero de 2023) a los accionistas de 0,35 euros brutos por acción que, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración ha acordado proponer que se realice con cargo a los resultados del ejercicio 2022. También, en la fecha de formulación, el Consejo de Administración ha acordado implementar un programa de recompra de acciones propias por un máximo de 35 millones de acciones y proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una reducción de capital mediante la amortización de 50 millones de acciones propias de 1 euro de valor nominal cada una.

Para más información véase el apartado 4.4 del Informe de gestión consolidado 2022.

6.4) Otros instrumentos de patrimonio

- En marzo de 2021, Repsol International Finance, B.V. ("RIF"), cerró los términos de la emisión de una serie de bonos subordinados garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 750 millones de euros de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancia del emisor a partir del sexto año, o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones. Los bonos han sido colocados entre inversores cualificados y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo. Sus principales características son las siguientes:

ISIN	XS2320533131
Importe	750 millones de euros
Primera opción de amortización	22/12/2026 - 22/03/2027
Interés (pagadero anualmente)	2,5% hasta 22/03/2027, y a partir de esa fecha el tipo <i>swap</i> a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

Adicionalmente, en marzo de 2021 RIF amortizó el saldo remanente de la emisión de bonos subordinados emitidos en marzo de 2015 por su valor nominal más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de reembolso por un importe total de 422 millones de euros (en 2020 se amortizaron 594 millones de euros de nominal correspondientes a esta emisión, abonando a los aceptantes de la oferta un total de 606 millones de euros en efectivo).

- El 2 de junio de 2020, RIF realizó la emisión de dos series de bonos subordinados garantizados por Repsol, S.A. por un importe total de 1.500 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancia del emisor a partir del sexto y octavo año, respectivamente, o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones. Los bonos se colocaron entre inversores cualificados y cotizan en la Bolsa de Luxemburgo y sus principales características son las siguientes:

²⁷ Retribución pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

	Serie 1	Serie 2
ISIN	XS2185997884	XS2186001314
Importe	750 millones de euros	750 millones de euros
Primera opción de amortización	11/03/2026-11/06/2026	11/09/2028-11/12/2028
Interés (pagadero anualmente)	3,750% hasta 11/06/2026, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.	4,247% hasta el 11/12/2028, y a partir de esa fecha el tipo swap a 5 años aplicable más un diferencial adicional según los términos y condiciones de los bonos.

De acuerdo con los términos y condiciones de las emisiones, el emisor puede diferir los pagos de cupones, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán acumulativos y deberán ser abonados en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de las emisiones (folletos informativos disponibles en www.repsol.com).

Estos bonos cuyo importe nominal total a 31 de diciembre de 2022 asciende a 2.250 millones de euros se han reconocido en el epígrafe "Otros instrumentos de patrimonio", por considerar que no cumplen las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero, dado que su amortización y el pago de cupones quedan a discreción de Repsol. El gasto financiero neto de impuestos por el cupón de los bonos subordinados se ha registrado en el epígrafe "Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas" por importe de -60 millones de euros (-60 millones de euros en 2021).

6.5) Intereses minoritarios

El Patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2022 y 2021 corresponde fundamentalmente a las sociedades o subgrupos de sociedades que se detallan a continuación:

Millones de euros	Subgrupo Repsol			Total
	Renovables, S.L.U.	Petronor, S.A.	Resto	
Saldo a 31 diciembre 2020	—	172	72	244
Dividendos distribuidos	—	1	(1)	—
Resultado del ejercicio	8	5	16	29
(Inversiones)/Desinversiones ⁽¹⁾	170	—	(66)	104
Otros movimientos	—	(3)	6	3
Saldo a 31 diciembre 2021	178	175	27	380
Dividendos distribuidos	(33)	(29)	(4)	(66)
Resultado del ejercicio	13	76	5	94
(Inversiones)/Desinversiones ⁽¹⁾	294	—	5	299
Otros movimientos	(29)	(2)	2	(28)
Saldo a 31 diciembre 2022	423	220	35	679

Nota: Para información adicional de las sociedades del Grupo véase el Anexo IIA

⁽¹⁾ En Repsol Renovables, S.L.U. incluye, en 2022, intereses minoritarios derivados de (i) la venta del 25% de Repsol Renovables, S.L.U. (ver Nota 4.4), (ii) la venta del 49% de la participación del parque fotovoltaico de Valdesolar al grupo The Renewables Infrastructure Group (TRIG) y (iii) la venta del 49% del complejo fotovoltaico Kappa a Pontegadea. En 2021, la desinversión del 49% de la participación de Delta I al grupo Pontegadea. El impacto total en reservas de estas operaciones ha ascendido a 735 millones de euros.

Las partidas más relevantes del Balance de situación y Cuenta de pérdidas y ganancias relativas a las sociedades los subgrupos de sociedades con participación de intereses minoritarios que han servido de base para la elaboración de estos estados financieros consolidados, es decir, previas a las eliminaciones intercompañías, son las siguientes:

Millones de euros	2022	
	Subgrupo Repsol Renovables, S.L.U.	Petronor, S.A.
Balance y cuenta de pérdidas y ganancias resumidas (al 100%, antes de eliminaciones)		
Activo no corriente	2.494	1.206
Activo corriente	713	1.982
Total Activo	3.207	3.188
Minoritarios	206	—
Pasivo no corriente	1.280	154
Pasivo corriente	835	1.468
Total Pasivo	2.115	1.622
Resultado de explotación	105	736
Resultado antes de impuestos	58	742
Resultado del ejercicio	23	543

[7] Recursos financieros

7.1] Pasivos financieros

A continuación, se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance:

Pasivos financieros	Millones de euros	
	2022	2021
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes	10.130	10.185
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	639	180
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes	3.546	4.611
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	718	871
TOTAL	15.033	15.847

⁽¹⁾ Registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" del balance de situación.

⁽²⁾ Registrados en el epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar" del balance de situación.

El detalle de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Detalle pasivos financieros	31 de diciembre de 2022 y 2021									
	A VR con cambio en resultados		A VR con cambios en Otro rtdo global		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Millones de euros										
Bonos	—	—	—	—	5.924	6.584	5.924	6.584	5.362	6.970
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	—	—	1.258	—	1.258	—	1.267	—
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	2.404	2.441	2.404	2.441	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	—	—	544	983	544	983	526	852
Derivados	332	207	307	51	—	—	639	258	—	—
Otros pasivos financieros	—	—	—	—	—	99	—	99	—	102
No corrientes	332	207	307	51	10.130	10.107	10.769	10.365		
Bonos	—	—	—	—	1.892	1.986	1.892	1.986	1.885	1.977
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	—	—	225	1.087	225	1.087	225	1.087
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	519	507	519	507	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	—	—	593	904	593	904	593	904
Derivados	872	747	163	244	—	—	1.035	991	—	—
Otros pasivos financieros	—	—	—	—	—	7	—	7	—	6
Corrientes	872	747	163	244	3.229	4.491	4.264	5.482		
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	1.204	954	470	295	13.359	14.598	15.033	15.847		

NOTA: En relación a la jerarquía de valor razonable de los pasivos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 7.5 de esta Nota.

⁽¹⁾ Incluye aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación.

⁽²⁾ En relación al riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2022 y 2021 se informa en la Nota 10.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

Financiación media y coste	2022				2021			
	Volumen medio		Coste medio		Volumen medio		Coste medio	
Millones de euros								
Bonos	8.267		1,53 %		8.646		1,69 %	
Deudas con entidades de crédito	1.273		3,66 %		1.181		1,75 %	
Préstamos y otros pasivos financieros	1.494		2,68 %		1.104		1,34 %	
TOTAL	11.034		1,93 %		10.931		1,71 %	

NOTA: No incluye pasivos por arrendamientos ni derivados.

7.2] Bonos

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2022²⁸:

En mayo de 2022 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por Repsol International Finance, B.V. (RIF) en mayo de 2017 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 500 millones de euros y un cupón fijo anual del 0,500%.

Entre los meses de mayo y junio se han recomprado y cancelado la totalidad de los bonos emitidos por Repsol Oil & Gas Canadá, Inc. (ROGCI) pendientes de vencimiento con un importe nominal de 412 millones de dólares, con el siguiente detalle:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento
US87425EAE32	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Oct-97	Dólar	50	7,250 %	Oct-27
US87425EAH62	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	May-05	Dólar	88	5,750 %	May-35
US87425EAJ29	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Ene-06	Dólar	102	5,850 %	Feb-37
US87425EAK91	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Nov-06	Dólar	115	6,250 %	Feb-38
US87425EAN31	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	May-12	Dólar	57	5,500 %	May-42

Detalle de bonos vivos a 31 de diciembre de 2022, todos ellos garantizados por Repsol, S.A.:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ^(b)
XS1148073205 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Dic-14	Euro	500	2,250%	Dic-26	LuxSE
XS1207058733 ⁽²⁾	Repsol International Finance, B.V.	Mar-15	Euro	1.000	4,500%	Mar-75	LuxSE
XS1352121724 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Ene-16	Euro	100	5,375%	Ene-31	LuxSE
XS2035620710 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Ago-19	Euro	750	0,250%	Ago-27	LuxSE
XS2156581394 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Abr-20	Euro	750	2,000%	Dic-25	LuxSE
XS2156583259 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Abr-20	Euro	750	2,625%	Abr-30	LuxSE
XS2241090088 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	Oct-20	Euro	850	0,125%	Oct-24	LuxSE
XS2343835315 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	May-21	Euro	300	EUR 3m + 0,7%	Ma-23	LuxSE
XS2361358299 ⁽¹⁾⁽⁴⁾	Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	Jul-21	Euro	650	0,375%	Jul-29	LuxSE
XS2361358539 ⁽¹⁾⁽⁵⁾	Repsol Europe Finance, S.à.r.l.	Jul-21	Euro	600	0,875%	Jul-33	LuxSE

Nota: No incluye los bonos subordinados perpetuos, que califican como instrumentos de patrimonio emitidos por RIF en junio de 2020 y marzo de 2021 por un importe vivo nominal a 31 de diciembre de 2022 y 2021 de 1.500 y 750 millones de euros, respectivamente (ver Nota 6.4).

⁽¹⁾ Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN.

⁽²⁾ Bono subordinado (no corresponde a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda) con cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045. En enero de 2023 se ha completado una recompra y amortización parcial de este bono (ver Nota 30).

⁽³⁾ LuxSE (Luxembourg Stock Exchange). No se consideran sistemas multilaterales de negociación u otros centros de negociación o mercados no oficiales OTC (over-the-counter).

⁽⁴⁾ Bono ligado a un objetivo de reducción del 12% del Indicador de intensidad de carbono (Carbon Intensity Indicator CII) para 2025. En el caso en el que el Grupo no lograra cumplir estos objetivos, el cupón de los bonos se incrementaría en 0,25% (a pagar en 2027, 2028 y 2029).

⁽⁵⁾ Bono ligado a un objetivo de reducción del 25% del CII para 2030. En el caso en el que el Grupo no lograra cumplir estos objetivos, el cupón de los Bonos se incrementaría en 0,375% (a pagar en 2032 y 2033). Para el seguimiento de la evolución del CII véase el apartado 6.1 del Informe de gestión consolidado 2022 y el informe de verificación del CII (disponible en www.repsol.com).

En 2022 Repsol Europe Finance, S.à.r.l. (REF) mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 3.000 millones de euros. Al amparo de este programas se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el nominal vivo a 31 de diciembre de 2022 de 1.532 millones de euros (1.418 millones de euros a 31 de diciembre de 2021) que fueron emitidos por RIF al amparo del Programa que mantenía vigente a dicha fecha.

Marco de finanzas sostenibles

En marzo de 2022 se ha actualizado el marco de finanzas sostenibles (o "Framework", disponible en www.repsol.com) publicado en junio de 2021, con la nueva senda de la transición publicada en el "Low Carbon day". Este marco incorpora tanto instrumentos destinados a la financiación de proyectos específicos (verdes y de transición), como instrumentos vinculados a compromisos sostenibles de compañía (Sustainability-Linked Bonds o SLB, en sus siglas en inglés). Para más información véase el apartado 4.3 del Informe de gestión consolidado 2022.

²⁸ Principales emisiones y reembolsos del ejercicio 2021: (i) en mayo RIF realizó una emisión de bonos garantizados por Repsol S.A. al amparo del Programa EMTN por importe de 300 millones de euros, vencimiento en mayo de 2023 y con un cupón variable equivalente al Euribor 3 meses más 70 puntos básicos, (ii) en julio REF completó la emisión de dos bonos garantizados por Repsol S.A. al amparo del Programa EMTN vinculados a compromisos sostenibles; uno por importe de 650 millones de euros, vencimiento en mayo de 2029 y con un cupón fijo 0,375% y el otro, por importe de 600 millones de euros, vencimiento en mayo de 2033 y con un cupón fijo 0,875% y (iii) en octubre RIF canceló a su vencimiento el bono emitido por un nominal de 1.000 millones de euros y cupón fijo anual del 3,625%.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

En general, la deuda financiera incorpora cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza:

- Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por RIF y REF con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 5.250 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado - “*cross acceleration*” o “*cross-default*” - aplicables al emisor y al garante) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario (“*Trustee*”) a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de la serie de bonos afectada o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar el vencimiento anticipado de los bonos. Adicionalmente, los tenedores de estos bonos pueden instar su amortización si, como consecuencia de un cambio de control de Repsol, S.A., la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.
- El bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. en marzo de 2015 por importe nominal total de 1.000 millones de euros, no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican a los bonos subordinados emitidos en junio de 2020 y en marzo de 2021 por un importe nominal de 2.250 millones de euros descritos en la Nota 6.4.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de ningún tipo de obligación que pudiera dar lugar a una declaración de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

A 31 de diciembre de 2022 y 2021 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

7.3] Pasivos por arrendamientos

Los pasivos reconocidos²⁹ por las cuotas a pagar por arrendamientos ascienden a 2.923³⁰ y 2.948 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente. Los principales contratos corresponden a contratos de transporte de gas en Norteamérica y a las estaciones de servicio del Grupo en España, Portugal y Perú, que se describen en la Nota 12.

7.4] Deudas con entidades de crédito

Este epígrafe recoge aquellos préstamos otorgados a las compañías del Grupo por diversas entidades de crédito para financiar proyectos y operaciones, principalmente en España y Perú. Adicionalmente, incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

En 2022 se han cancelado los préstamos (principal e intereses) vinculados a la financiación de la inversión en el proyecto GNL de Saint John LNG, S.L. en Canadá y los derivados financieros asociados, lo que ha supuesto la baja de deudas con entidades de crédito por un importe de 586 millones de dólares.

Adicionalmente, en diciembre de 2022 se ha procedido a la firma de un préstamo con el Banco Europeo de inversiones (BEI) por importe de 120 millones de euros. El desembolso del préstamo se realizará en enero de 2023.

²⁹ Los pasivos reconocidos no incluyen: (i) los pagos por arrendamiento variable, que no son significativos respecto a las cuotas fijas, (ii) las opciones de ampliación de la cartera actual de contratos que en su mayoría no exceden del periodo 2023-2044 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 164 millones de euros siendo la más significativa la prórroga quinquenal del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 119 millones de euros (estos importes no contemplan las prórrogas opcionales de los contratos de escasa probabilidad de ejecución y en concreto la de los contratos descritos en la Nota 12 con *Emera Brunswick Pipeline* y *Maritimes & North East Pipeline*), y (iii) los contratos de arrendamiento firmados y no iniciados, cuyos pagos fijos futuros ascienden a 2 millones de euros en 2023 y 9 millones de euros en 2024 y siguientes.

³⁰ Un 7% y 6% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años en 2022 y 2021, respectivamente.

7.5] Valor razonable de los pasivos financieros

Valor razonable de los instrumentos financieros

Las técnicas de valoración utilizadas para los instrumentos financieros clasificados en las jerarquías de nivel 2 y 3 se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas *forward* implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos u ajustes de otro tipo. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de *Black & Scholes*.

Las variables fundamentales para la valoración de los instrumentos financieros dependen del tipo de instrumento, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (*spot* y *forward*), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de *commodities* (*spot* y *forward*) y precios de renta variable, así como la volatilidad de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

Los instrumentos financieros registrados a valor razonable se clasifican, atendiendo a su metodología de cálculo, en tres niveles:

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

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado como participaciones financieras o PPA's de electricidad.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Valor razonable pasivos financieros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3 ⁽¹⁾		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Millones de euros</i>								
A VR con cambios en resultados	366	647	461	301	377	6	1.204	954
A VR con cambios en otro resultado global	1	96	73	132	396	67	470	295
TOTAL	367	743	534	433	773	73	1.674	1.249

⁽¹⁾ A continuación, se desglosa la conciliación entre los saldos iniciales y finales de aquellos pasivos financieros clasificados como nivel 3:

<i>Millones de euros</i>	2022
Saldo al inicio del ejercicio	73
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	370
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	330
Saldo al cierre del ejercicio	773

NOTA: Ninguno de los posibles escenarios previsibles de las hipótesis utilizadas daría como resultado cambios significativos en el valor razonable de los instrumentos clasificados en la jerarquía de valor 3.

Durante los ejercicios 2022 y 2021 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

[8] Activos financieros

A continuación, se desglosan los activos corrientes y no corrientes de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance:

Activos Financieros	Millones de euros	
	2022	2021
Activos no corrientes:		
Activos financieros no corrientes	1.437	1.249
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	73	133
Activos corrientes:		
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	3.058	2.451
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	498	1.027
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.512	5.595
TOTAL	11.578	10.455

⁽¹⁾ Registrados en el epígrafe "Otros activos no corrientes" del balance de situación.

⁽²⁾ La variación se explica fundamentalmente por la contratación de depósitos durante el periodo.

⁽³⁾ Registrados en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" (ver Nota 17) en "Otros deudores" del balance de situación.

El detalle de los activos a 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Detalle de Activos	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado ⁽⁴⁾		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Millones de euros								
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	26	27	56	89	—	—	82	116
Derivados	59	203	18	22	—	—	77	225
Préstamos	—	—	—	—	965	913	965	913
Depósitos a plazo	—	—	—	—	355	85	355	85
Otros activos financieros	22	24	—	—	9	19	31	43
No corrientes	107	254	74	111	1.329	1.017	1.510	1.382
Derivados	845	860	149	319	—	—	994	1.179
Préstamos	—	—	—	—	67	57	67	57
Depósitos a plazo	—	—	—	—	2.480	2.232	2.480	2.232
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽²⁾	4	4	—	—	6.508	5.591	6.512	5.595
Otros activos financieros	1	1	—	—	14	9	15	10
Corrientes	850	865	149	319	9.069	7.889	10.068	9.073
TOTAL ⁽³⁾	957	1.119	223	430	10.398	8.906	11.578	10.455

NOTA: En relación a la jerarquía de valor razonable de los activos financieros medidos a valor razonable véase el apartado 8.2 en esta Nota.

⁽¹⁾ Incluye las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

⁽²⁾ Corresponden fundamentalmente a activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo, en general, inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo. Incluye "Caja y bancos" por 2.676 y "Otros activos financieros" por 3.836.

⁽³⁾ No incluye "Otros activos no corrientes" y "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" del balance de situación, que ascienden a 31 de diciembre de 2022 a 766 millones de euros a largo plazo y 8.529 a corto plazo, mientras que a 31 de diciembre de 2021 ascendían a 745 millones de euros a largo plazo y 7.211 millones a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar netas de sus correspondientes provisiones por deterioro.

⁽⁴⁾ Las partidas que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo.

La rentabilidad media devengada de los activos financieros (excluyendo el "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes") asciende a un interés medio de 3,50% y 3,0% en 2022 y 2021, respectivamente.

8.1] Préstamos

En 2022 y 2021, dentro de "Préstamos corrientes y no corrientes" figuran fundamentalmente préstamos concedidos a sociedades integradas por el método de la participación que no se eliminan en el proceso de consolidación (ver Nota 13) por importe de 1.032 y 970 millones de euros, respectivamente. Entre ellos, destaca la línea de crédito firmada entre Petroquiriquire, S.A., Repsol y Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y la financiación a los negocios conjuntos.

Petroquiriquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron en octubre de 2016, varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de Petroquiriquire y permitir el desarrollo de su Plan de Negocio. Dichos acuerdos incluían (i) el otorgamiento por Repsol de una línea de crédito por importe de hasta 1.200 millones de dólares con una garantía de PDVSA, destinada al pago de dividendos pasados de Repsol, de inversiones de capital y de gastos operativos de Petroquiriquire, de la que no pueden hacerse nuevas disposiciones distintas a las ya realizadas hasta noviembre de 2021, y (ii) el compromiso por parte de PDVSA de pagar la producción de hidrocarburos de la empresa mixta mediante la cesión a su favor de los pagos derivados de contratos de venta de crudo a *offtakers* o la realización de pagos directos en efectivo, y ello, en cuantía suficiente para que la empresa mixta pueda hacer frente a sus inversiones de capital y gastos operativos no cubiertos por la financiación de Repsol, al pago de los dividendos de Repsol generados en cada ejercicio y a sus obligaciones derivadas del servicio de la deuda financiera con Repsol. La financiación otorgada por Repsol, así como los compromisos asumidos por PDVSA, se rigen por la Ley del Estado de Nueva York y las disputas que pudieran surgir se someterán a arbitraje en París conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. La disposición de la línea de financiación queda sujeta al cumplimiento por Petroquiriquire, S.A. y PDVSA, de determinadas condiciones suspensivas (*conditions precedent*) y sus términos recogen los *covenants*, así como los supuestos de incumplimiento y de aceleración o terminación anticipada habituales en este tipo de transacciones. Un incumplimiento por parte de PDVSA de sus obligaciones bajo la garantía, ante un impago de Petroquiriquire, podría legitimar a los acreedores y titulares de bonos de PDVSA a declarar un incumplimiento (*default*) y vencimiento anticipado (*acceleration*) del resto de su deuda financiera. Asimismo, el acuerdo incorpora otros elementos como un mecanismo de compensación de las deudas recíprocas entre Petroquiriquire, S.A. y PDVSA. A 31 de diciembre de 2022, la disposición acumulada de dicha línea de crédito asciende a 839 millones de dólares, siendo el saldo a 31 de diciembre de 2022 de 347 millones de euros (868 millones de euros saldo bruto y una provisión de 521 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2021 de 304 millones de euros (ver Nota 20.3).

Adicionalmente, Repsol otorgó un préstamo a Cardón IV con vencimientos anuales, prorrogable por los socios (Repsol y ENI), que se ha considerado parte de la inversión neta de esta sociedad (ver Nota 13).

El vencimiento de esta clase de activos financieros es el siguiente:

Vencimiento de préstamos	Millones de euros	
	2022	2021
2023	67	88
2024	112	106
2025	200	93
2026	293	208
2027	2	—
Años posteriores	358	418
TOTAL	1.032	913

8.2] Valor razonable de los activos financieros

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable (VR), atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Valor razonable activos financieros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3 ⁽¹⁾		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Millones de euros								
A VR con cambios en resultados	256	567	647	496	54	56	957	1.119
A VR con cambios en otro resultado global	83	294	28	2	112	134	223	430
TOTAL	339	861	675	498	166	190	1.180	1.549

⁽¹⁾ A continuación, se desglosa la conciliación entre los saldos iniciales y finales de aquellos activos financieros clasificados como nivel 3:

Millones de euros	2022
Saldo al inicio del ejercicio	190
Ingresos y gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias	(1)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	(13)
Reclasificaciones y otros	(10)
Saldo al cierre del ejercicio	166

NOTA: Ninguno de los posibles escenarios previsibles de las hipótesis utilizadas daría como resultado cambios significativos en el valor razonable de los instrumentos clasificados en la jerarquía de valor 3.

Durante los ejercicios 2022 y 2021 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

[9] Operaciones con derivados y coberturas

9.1] Coberturas contables

En las coberturas contables de flujos de efectivo la parte efectiva de los cambios en el valor razonable se recoge en el epígrafe "Operaciones de cobertura" del Patrimonio Neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de pérdidas y ganancias. Los importes acumulados en Patrimonio Neto se transfieren a la cuenta de pérdidas y ganancias en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de pérdidas y ganancias o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance. Las coberturas de inversión neta se contabilizan de forma similar a las coberturas de flujos de efectivo, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "Diferencias de conversión" en el patrimonio neto hasta que se produzca su enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura, momento en el que se transfieren a la cuenta de pérdidas y ganancias.

El Grupo contrata derivados para cubrir la exposición a la variación de los flujos de efectivo en sus operaciones, entre las que destacan por su relevancia a cierre del 2022 las siguientes:

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas en 2014 por un notional de 1.500 millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015. A través de las mismas, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 1,762% y recibe Euribor a 6 meses. A 31 de diciembre de 2022, el valor razonable registrado en Patrimonio Neto pendiente de registrar en resultados asciende a -32 millones de euros después de impuestos (-40 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2021). El impacto reconocido en 2022 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a un gasto de 17 millones de euros (15 millones de euros en 2021).
- La cobertura de flujos de efectivo de tipo de interés del bono contratado por RIF en mayo de 2021 por un notional de 300 millones de euros. Con este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 0,1930% y recibe

EURIBOR 3 meses más 70 puntos básicos. A 31 de diciembre, el valor razonable del instrumento asciende a 7 millones de euros. El impacto reconocido en 2022 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a un ingreso de 2 millones de euros (no siendo significativo el impacto en 2021).

- Coberturas de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de la variabilidad del precio de venta y compra de la electricidad, principalmente a través de contratos de venta y de compra, respectivamente (Power Purchase Agreement - PPA financieros a largo plazo con vencimientos entre 2023 y 2038 a un precio fijo). A 31 de diciembre de 2022, su nomenclatura asciende a 31 millones de MWh vendidos, equivalentes a -663 millones de euros (11 millones de MWh vendidos, equivalentes a 298 millones de euros en diciembre 2021) y su valor razonable a -317 millones de euros (no significativos en 2021). El impacto neto positivo reconocido en 2022 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 209 millones de euros (139 millones de euros en diciembre 2021).
- Coberturas de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de la variabilidad del precio de venta y compra de gas, así como de venta de crudo con vencimientos entre 2023 y 2025 referenciados a índices internacionales. A 31 de diciembre de 2022, su nomenclatura ascendía a -54 TBtu vendidos (equivalente a -441 millones de euros) y su valor razonable a 59 millones de euros (-59 millones de euros a 31 de diciembre 2021). El impacto reconocido en 2022 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha supuesto un gasto de -388 millones de euros (-27 millones en diciembre 2021).

Adicionalmente, el Grupo mantiene instrumentos para cubrir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio derivada de los activos netos de negocios en el extranjero. Destacan los instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento Exploración y Producción, cuyo nomenclatura a 31 de diciembre asciende a 2.598 millones de dólares (2.434 millones de euros). En 2021 el nomenclatura ascendía a 3.000 millones de dólares (2.649 millones de euros).

A continuación se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable a 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Instrumentos de cobertura	Nominales instrumentos de cobertura ⁽²⁾		Saldos en el balance de situación de los instrumentos de cobertura								Cambios en el VR del instrumento de cobertura ⁽³⁾			
			Activo no corriente		Activo corriente		Pasivo no corriente		Pasivo corriente				Total VR	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021		
Millones de euros														
Flujos de Efectivo:	(626)	(441)	18	22	132	319	(307)	(51)	(90)	(165)	(247)	125	(355)	72
De tipo de interés	326	326	4	2	7	—	—	—	—	—	11	2	7	18
De precio de producto	(952)	(767)	14	20	125	319	(307)	(51)	(90)	(165)	(258)	123	(362)	54
Valor razonable:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1)
De precio de producto	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1)
Inversión Neta:	(2.434)	(2.649)	—	—	17	—	—	—	(73)	(79)	(56)	(79)	23	(136)
De tipo de cambio	(2.434)	(2.649)	—	—	17	—	—	—	(73)	(79)	(56)	(79)	23	(136)
TOTAL ⁽¹⁾	(3.060)	(3.090)	18	22	149	319	(307)	(51)	(163)	(244)	(303)	46	(332)	(65)

⁽¹⁾ Los métodos de valoración del valor razonable (VR) se describen en la Nota 7.5.

⁽²⁾ Los instrumentos en dólares se convierten a euros a tipo de cierre del ejercicio. En el caso de derivados de precio de producto corresponde a las unidades físicas a precio del contrato.

⁽³⁾ En 2022 y 2021 los cambios en el VR en los elementos cubiertos coincide en general con los de los instrumentos de cobertura no habiéndose registrado importes significativos por falta de efectividad.

A continuación se detalla el movimiento correspondiente a los instrumentos de cobertura contable a 31 de diciembre de 2022 y 2021 registrados en el epígrafe de “Otro resultado global acumulado” del balance de situación:

Instrumentos de cobertura	Cobertura de flujos de efectivo		Coberturas de inversión neta	
	2022	2021	2022	2021
Millones de euros				
Saldo inicial a 31 de diciembre	51	(177)	(62)	(23)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	(490)	(227)	173	(221)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias ⁽¹⁾	154	44	(40)	12
Diferencias de conversión	(1)	—	(2)	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	11	—	—	—
Efecto impositivo	78	57	(18)	55
Intereses minoritarios	53	—	—	—
Otros	—	49	—	—
Saldo final a 31 de diciembre	(144)	(254)	51	(177)

⁽¹⁾ Incluye, principalmente la imputación a resultados de la cobertura de flujos de efectivo relacionados con las operaciones descritas anteriormente.

Los saldos acumulados por tipología de instrumentos de cobertura a 31 de diciembre de 2022 y 2021 son:

Saldos acumulados de instrumentos de cobertura	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2022	2021
Millones de euros		
Cobertura de flujos de efectivo:	(144)	51
- De tipo de interés	(39)	(63)
- De precio de producto	(173)	111
- Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	7	—
- Efecto fiscal	61	3
Cobertura de inversión neta:	(254)	(177)
- De tipo de cambio	(365)	(262)
- Efecto fiscal	111	85

9.2) Otras operaciones con derivados

Por otra parte, Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio de crudo y productos (incluido el CO₂), que no se registran como cobertura contable. Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio. Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio de producto asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

Estos instrumentos derivados se desglosan a continuación:

Otros instrumentos derivados	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total Valor Razonable	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Millones de euros										
De tipo de cambio	—	—	159	149	—	(76)	(239)	(36)	(80)	36
De tipo de interés	—	—	—	—	—	—	(4)	—	(4)	—
De precio de crudo y de producto	59	114	372	708	(332)	(128)	(629)	(706)	(530)	(12)
Derivados sobre acciones propias	—	89	314	3	—	(3)	—	(5)	314	84
TOTAL	59	203	845	860	(332)	(207)	(872)	(747)	(300)	109

El detalle de estos derivados por vencimiento a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Vencimiento valores razonables	Millones de euros											
	2022						2021					
	2023	2024	2025	2026	Sig.	Total	2022	2023	2024	2025	Sig.	Total
De tipo de cambio y de interés	(84)	—	—	—	—	(84)	36	—	—	—	—	36
De precio de producto:	(291)	(120)	(117)	—	(2)	(530)	100	(115)	3	—	—	(12)
Futuros de compra ⁽¹⁾	126	22	1	—	—	149	834	94	12	—	—	940
Futuros de venta ⁽²⁾	(256)	(28)	(3)	—	—	(287)	(882)	(197)	(10)	(1)	—	(1.090)
Opciones	2	—	—	—	—	2	3	1	—	—	—	4
Swaps	7	(3)	2	1	—	7	195	(9)	—	—	—	186
Otros	(170)	(111)	(117)	(1)	(2)	(401)	(50)	(4)	1	1	—	(52)
Derivados sobre acciones propias	314	—	—	—	—	314	(2)	87	—	—	—	85
TOTAL	(61)	(120)	(117)	—	(2)	(300)	134	(28)	3	—	—	109

⁽¹⁾ A continuación se desglosan las unidades físicas y el valor razonable de los derivados de precios de producto y otros asociados a contratos de compra:

Futuros de compra	2022		2021	
	Unidades físicas	VR (Millones de euros)	Unidades físicas	VR (Millones de euros)
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	14.656	42	4.773	58
Crudo (Miles de barriles)	13.671	57	41.148	316
Gas (TBTU)	203	18	1	—
Electricidad (Miles de MWh)	862	22	3.736	480
Productos	n.a	10	n.a	86
Total		149		940

(2) A continuación se desglosan las unidades físicas y el valor razonable de los derivados de precios de producto y otros asociados a contratos de venta:

Futuros de venta	Unidades físicas		VR (Millones de euros)	
	2022	2021	2022	2021
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	14.585	1.763	(52)	(57)
Crudo (Miles de barriles)	15.644	43.794	(149)	(364)
Gas (TBTU)	396	48	(10)	(1)
Electricidad (Miles de MWh)	1.126	4.521	(58)	(580)
Productos	n.a.	n.a.	(18)	(88)
Total			(287)	(1.090)

En 2022 y 2021, el impacto negativo de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el “*Resultado de las operaciones*” ha sido de 1.090 y 311 millones de euros, respectivamente.

Durante 2022 y 2021 se ha llevado a cabo la contratación de *forwards* y *swaps* de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 603 y de 490 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe “*Variación de valor razonable en instrumentos financieros*” del resultado financiero (ver Nota 21).

Derivados sobre acciones propias

A 31 de diciembre de 2022, el Grupo mantiene contratadas opciones sobre acciones de Repsol por un volumen total de 75 millones de acciones (50 millones por adquisición de opciones de compra a un precio de ejercicio de 8,26 euros por acción y 25 millones por venta de opciones de venta a un precio de ejercicio de 5,78 euros por acción). Estas opciones (conjuntamente denominadas “*Reverse collar*”) se valoran a valor razonable con cambios en el epígrafe de “*variación a valor razonable de instrumentos financieros*” de la cuenta de pérdidas y ganancias y su impacto en 2022 ha ascendido a 228 millones de euros. Su vencimiento se inicia el 16 de enero de 2023 y finaliza el 17 de febrero de 2023 a razón de 2 millones de acciones al día para el tramo *call* y 1 millón de acciones al día para el tramo *put*. El tramo *call* puede liquidarse por entrega física o por diferencias, a decisión de Repsol y el tramo *put* es únicamente liquidable por diferencias.

En 2022 se han liquidado anticipadamente los *equity swaps* contratados en 2021 sobre un volumen de 25 millones de acciones, a un precio de ejercicio promedio de 10,50 euros por acción y cuyo vencimiento original era julio y agosto de 2022. Adicionalmente, se han contratado y cancelado *equity swaps* (con opción de liquidación a favor de Repsol por entrega física o por diferencias) por un volumen de 11 millones de acciones a un precio de ejercicio promedio de 14,44 euros por acción. Estos instrumentos se valoran a valor razonable con cambios en el epígrafe de “*Variación a valor razonable de instrumentos financieros*” de la cuenta de pérdidas y ganancias y su impacto en 2022 ha ascendido a 114 millones de euros.

[10] Riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito y que se han visto afectados en mayor o menor medida tras la crisis internacional por la guerra en Ucrania como consecuencia de la volatilidad de los mercados. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y mitigar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

10.1] Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de precio de las materias primas “*commodities*”.

La Compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Este seguimiento se complementa con otras medidas cuando las posiciones de riesgo así lo requieren. En este sentido, el riesgo que afecta al resultado está sujeto a límites máximos, medidos en términos de Valor en Riesgo (*Value at Risk -VaR-*) definidos por el Comité Ejecutivo de Repsol de acuerdo a distintos niveles de autorización y se supervisa diariamente por un área independiente a la que realiza la gestión.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen el “*Otro resultado global*”) como consecuencia de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre del ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera, siendo el dólar estadounidense la divisa que genera mayor exposición. El tipo de cambio respecto del euro a 31 de diciembre de 2022 y 2021, ha sido:

Tipo de cambio €/€	31 diciembre 2022		31 diciembre 2021	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,07	1,05	1,13	1,18

El dólar ha protagonizado una apreciación en 2022 como consecuencia, principalmente, del endurecimiento de la política monetaria de la Reserva Federal de EE.UU. para frenar la inflación en el contexto determinado por la guerra en Ucrania. Para más información véase el apartado 3.1. del Informe de gestión consolidado 2022.

La exposición al riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia de activos e inversiones financieras, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de Repsol, S.A., así como por la conversión al euro de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta.

Repsol realiza un seguimiento permanente de la exposición del Grupo a fluctuaciones del tipo de cambio de las monedas en las que tiene actividad significativa y lleva a cabo una gestión activa de las posiciones de riesgo de tipo de cambio que afectan al resultado financiero de la cuenta de pérdidas y ganancias. Para ello, contrata instrumentos financieros derivados que tienen por objeto la cobertura económica a nivel consolidado de aquellas divisas para las que existe un mercado líquido.

Adicionalmente, se realizan coberturas contables de inversión neta y de flujos de efectivo con el objetivo de asegurar el valor contable de inversiones netas en el extranjero, el valor económico de los flujos de operaciones de inversión o desinversión, de operaciones corporativas o de la ejecución de proyectos o contratos puntuales cuyos flujos monetarios se distribuyen a lo largo de un período de tiempo.

En relación con los derivados de tipo de cambio véase Nota 9.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2022, por apreciaciones o depreciaciones del euro frente al dólar, se detalla a continuación:

Sensibilidad tipo de cambio	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2022	2021
Efecto en el resultado después de impuestos	10%	(0,4)	8
	(10)%	0,4	(7)
Efecto en el Patrimonio Neto	10%	(110)	493
	(10)%	90	(404)

b) Riesgo de tipo de interés

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable, pudiendo modificar también el valor razonable de los activos y pasivos financieros con un tipo de interés fijo. Adicionalmente, estas variaciones pueden afectar al valor en libros de activos y pasivos por variación de las tasas de descuento de flujos de caja aplicables, a la rentabilidad de las inversiones y al coste futuro de captación de recursos financieros.

El endeudamiento de Repsol proviene de aquellos instrumentos financieros más competitivos en cada momento, tanto de mercados de capitales como bancarios, y de acuerdo a las condiciones de mercado que sean óptimas en cada uno de ellos. Asimismo, Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor razonable de su deuda, así como para mitigar el riesgo de tipo de interés sobre futuras emisiones de deuda a tipo fijo, siendo en general designados contablemente como instrumentos de cobertura (ver Nota 9).

En el contexto de la guerra en Ucrania, los bancos centrales han decidido endurecer su política monetaria y por tanto subir los tipos de interés en respuesta al aumento de la inflación. Así, la Reserva Federal de EE.UU., que inició el ciclo restrictivo en marzo, subiendo los tipos de referencia del 0% al 0,25%, finalmente elevó los tipos hasta el 4,25% a final de año. El Banco Central Europeo abandonó las tasas negativas el julio y acabó el año con los tipos de referencia en el 2,5%. Para más información véase el apartado 3.1. del Informe de gestión consolidado 2022. Subidas adicionales pueden suponer el incremento del coste de la deuda y limitar el acceso a los mercados de capitales.

A 31 de diciembre de 2022 la financiación (deuda bruta) a tipo fijo ascendía a 6.814 y (8.162 millones de euros en 2021). Este importe supone el 66%, de la deuda bruta, excluyendo arrendamientos e incluyendo instrumentos financieros derivados de tipo de interés, (70% en 2021). Por otro lado, las inversiones financieras a tipo variable suponen un 95% del total, y su remuneración media se informa en la Nota 9.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2022, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

Sensibilidad tipo de interés	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2022	2021
Efecto en el resultado después de impuestos	50 p.b.	13	19
	-50 p.b.	(12)	(18)
Efecto en el Patrimonio Neto	50 p.b.	1	38
	-50 p.b.	(1)	(39)

En relación con el proceso de transición a nuevos tipos de interés de referencia actualmente en curso en diferentes jurisdicciones a nivel mundial, el Grupo ha realizado una revisión de los contratos alcanzados de acuerdo al calendario previsto para la reforma, afectando principalmente a préstamos y líneas de crédito. Para más información véase la Nota 29.4.

c) Riesgo de precio de *commodities*

Los resultados del Grupo están expuestos principalmente a la volatilidad de los precios del petróleo, productos derivados, gas natural y electricidad, así como de otras *commodities* propias de su actividad.

En ocasiones, Repsol contrata derivados para reducir la exposición al riesgo de precio de *commodities*. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 9).

Durante el año, el precio de las materias primas se ha visto incrementado de forma muy significativa por la crisis energética derivada de la escasez de materias primas por el bloqueo internacional a Rusia tras el inicio de la Guerra en Ucrania.

A 31 de diciembre de 2022 un aumento o disminución del 10% en los precios de los *commodities* hubiera supuesto aproximadamente las siguientes variaciones en el resultado neto y en el patrimonio por los cambios de valor sobre los derivados financieros:

Sensibilidad <i>commodities</i>	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de <i>commodities</i>	Millones de euros	
		2022	2021
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(74)	(69)
	(10)%	74	69
Efecto en el Patrimonio Neto	+10%	(136)	(35)
	(10)%	136	35

NOTA: Una variación del +/-50% en los precios de los *commodities* supondría un impacto estimado de -371 y 371 millones de euros, respectivamente en el resultado neto y de -680 y 680 millones de euros, respectivamente en el patrimonio.

La sensibilidad de los derivados ante aumentos de los precios de *commodities* compensan parcialmente la exposición contraria de la operativa física de Repsol -en existencias- propia de su actividad.

Para más información sobre el impacto de contexto actual sobre el tipo de cambio, tipos de interés y los precios de los *commodities* véase el apartado 3 del Informe de gestión consolidado de 2022.

10.2] Riesgo de liquidez ³¹

La política de liquidez seguida por Repsol está orientada a garantizar la disponibilidad de fondos necesarios para asegurar el cumplimiento de las obligaciones adquiridas y el desarrollo de sus planes de negocio, manteniendo en todo momento el nivel óptimo de recursos líquidos y procurando la mayor eficiencia en la gestión de los recursos financieros. En coherencia con esta orientación de prudencia financiera, mantiene a 31 de diciembre de 2022 recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 3,8 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo.

Repsol lleva a cabo un control y seguimiento de sus necesidades financieras que va desde la elaboración de previsiones diarias de tesorería a la planificación financiera que acompaña a los presupuestos anuales y al plan estratégico y mantiene fuentes de financiación diversificadas y estables que permiten el acceso eficiente a los mercados financieros, todo ello en el marco de una estructura financiera que resulte compatible con el nivel de calificación crediticia en la categoría grado de inversión.

El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 2.674 y 2.664 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

La liquidez al fin del periodo se ha situado en 11.575 millones de euros (incluyendo líneas de crédito comprometidas no dispuestas).

	Millones de euros	
	2022	2021
Caja y bancos	2.676	2.508
Otros activos líquidos equivalentes	3.836	3.087
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.512	5.595
Depósitos a plazo de disponibilidad inmediata ⁽¹⁾	2.389	2.024
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	2.674	2.664
Liquidez	11.575	10.283

⁽¹⁾ Repsol contrata depósitos a plazo de disponibilidad inmediata que se registran en el epígrafe "Otros activos financieros corrientes" y que no cumplen con los criterios contables de clasificación como efectivo y equivalentes de efectivo.

En un contexto internacional altamente influenciado por la guerra en Ucrania, y en el marco de la política financiera del Grupo, Repsol ha mantenido la disponibilidad de fondos para cumplir con las obligaciones adquiridas y el desarrollo de sus planes de negocio, garantizando en todo momento el nivel óptimo de recursos líquidos y procurando la mayor eficiencia en la gestión de los recursos financieros.

En la siguiente tabla se detallan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Vencimiento pasivos financieros	Millones de euros							Millones de euros						
	2022							2021						
	2023	2024	2025	2026	2027	Sig.	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	1.891	848	1.748	499	747	2.082	7.815	2.050	429	979	1.878	568	3.577	9.481
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	819	980	194	65	45	518	2.621	2.574	125	83	289	86	652	3.809
Cuotas por arrendamiento ⁽¹⁾	571	459	401	360	339	1.751	3.881	530	476	402	363	326	1.899	3.996
Derivados ⁽²⁾	184	—	—	—	—	—	184	(19)	(70)	16	15	13	129	84
Proveedores	5.036	—	—	—	—	—	5.036	5.548	—	—	—	—	—	5.548
Otros acreedores	5.657	—	—	—	—	—	5.657	5.289	—	—	—	—	—	5.289

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

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

⁽²⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 9. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance de situación.

³¹ Para información sobre las definiciones de los ratios de Liquidez y Solvencia y sus conciliaciones con las Medidas Alternativas de Rendimiento, véase el Anexo II del Informe de gestión consolidado 2022. Para información sobre la calificación crediticia véase el apartado 4.3 del Informe de Gestión consolidado 2022 y www.repsol.com.

10.3] Riesgo de crédito³²

Pérdida esperada³³

El Grupo calcula la pérdida de crédito esperada de sus **deudores comerciales** a partir de modelos propios de valoración del riesgo de sus clientes, teniendo en cuenta la probabilidad de impago, el saldo expuesto y la severidad estimada. El criterio general para la consideración de evidencia objetiva de deterioro (en ausencia de otras evidencias de incumplimiento como situaciones concursales, etc) es la superación de 180 días en mora.

El resto de los **instrumentos financieros**, fundamentalmente ciertos préstamos y garantías financieras concedidas a negocios conjuntos, son objeto de seguimiento individualizado.

La pérdida esperada de los instrumentos financieros se calcula en función de la fase del riesgo crediticio del deudor de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdida crediticia esperada} = \text{Probabilidad de impago}^{(1)} \times \text{Exposición}^{(2)} \times \text{Severidad}^{(3)}$$

Fase 1: En el momento de reconocimiento inicial se calcula teniendo en cuenta la probabilidad de impago en los primeros 12 meses (para las cuentas a cobrar comerciales se extiende a toda la vida del instrumento).

Fase 2: Ante un incremento de riesgo significativo se calcula para toda la vida del instrumento.

Fase 3: Para instrumentos ya deteriorados se calcula para toda la vida del instrumento, con devengo de intereses calculado sobre el coste amortizado neto del importe del deterioro.

⁽¹⁾ Se calcula de forma individualizada para cada deudor a excepción de las personas físicas, para las que se utiliza una tasa media de morosidad. Los modelos consideran información cuantitativa (variables económico-financieras del cliente, comportamiento de pagos,...), cualitativa (sector, datos macroeconómicos del país,...), así como variables de los mercados (por ejemplo, evolución de la cotización). De acuerdo a los modelos se obtiene un rating interno y una probabilidad de impago para cada deudor.

⁽²⁾ Se calcula teniendo en cuenta el importe pendiente de cobro y una potencial exposición futura en función del límite de riesgo disponible.

⁽³⁾ Porcentaje de exposición no recuperado en caso de impago, basado en el comportamiento histórico y teniendo en cuenta la existencia de garantías.

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones de pago, originando con ello pérdidas crediticias. El Grupo evalúa de forma específica toda la información disponible de forma congruente con la gestión del riesgo de crédito interno para cada instrumento financiero, incluyendo los de naturaleza comercial.

La Compañía ha actualizado su modelo de gestión de riesgo de crédito con las previsiones económicas en los principales países donde opera, teniendo en cuenta diversos factores entre los que se encuentra la guerra en Ucrania, sin que se haya tenido un impacto significativo en los estados financieros del Grupo derivado del cambio de comportamiento de pago de sus deudores.

En relación con el riesgo de crédito sobre los instrumentos financieros relativos a las operaciones en Venezuela, véase la Nota 20.3.

La exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero, junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2022 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

Riesgo de crédito	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2022	Saldo Neto 31/12/2021
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	9.572	—	(2)	9.570	8.046
Activos financieros no corrientes ⁽²⁾	3.871	63 %	(2.434) ⁽³⁾	1.437	1.343
Otros activos corrientes y no corrientes	2.357	53 %	(1.254) ⁽³⁾	1.103	1.203
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar ⁽⁴⁾	9.211	2 %	(184)	9.027	8.238

⁽¹⁾ Deterioros de valor inferiores a un millón de euros por la alta calidad crediticia de las contrapartes (bancos e instituciones financieras cuyo rating es igual o superior a BB). El excedente de efectivo del Grupo es destinado a la adquisición de instrumentos de corto plazo seguros y líquidos que incluyen depósitos bancarios a corto plazo y otros instrumentos de similares características de bajo riesgo. La cartera de estas inversiones está diversificada para evitar la concentración del riesgo en cualquier instrumento o contraparte.

⁽²⁾ Este epígrafe se presenta en el balance de situación neto de la provisión por el valor negativo del patrimonio neto de Cardón IV (ver Nota 15).

⁽³⁾ Incluye activos deteriorados en Fase 3 (ver cuadro anterior "Pérdida Esperada"). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2022 registrados en "Activos financieros no corrientes" corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.839 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos en Venezuela (526 millones de euros). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2022 registrados en otros activos corrientes y no corrientes, corresponden principalmente a cuentas a cobrar vinculadas con la actividad en Venezuela (ver Notas 19.4 y 20.3).

⁽⁴⁾ Ver apartado siguiente "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar".

³² La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos cuyo impacto se registra en el epígrafe "Resultado de inversiones registradas por el método de la participación".

³³ Las pérdidas crediticias esperadas son una estimación, ponderada en función de la probabilidad, de las pérdidas (es decir, el valor actual de todos los déficits de efectivo) durante la vida esperada del instrumento financiero. Se define como déficit de efectivo la diferencia entre los flujos de efectivo que se adeudan a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que ésta espera recibir. Puesto que en las pérdidas crediticias esperadas se toma en consideración tanto el importe como el calendario de los pagos, existirá pérdida crediticia si la entidad espera cobrar íntegramente, pero después de lo acordado contractualmente.

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2022 y 2021 netos de deterioro por importe de 9.027 y 8.238 millones de euros, respectivamente. Este epígrafe aumenta principalmente por la mayor actividad en todos los negocios (mayores ventas), como consecuencia de la mayor demanda por las menores restricciones a la movilidad, y los mayores precios. En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda comercial neta de provisiones por deterioro (incluye pérdida esperada):

Vencimientos Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar <i>Millones de euros</i>	2022			2021
	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo
Deuda no vencida	8.865	(84)	8.781	8.011
Deuda vencida 0-30 días	162	(4)	158	144
Deuda vencida 31-180 días	59	(5)	54	34
Deuda vencida mayor a 180 días	125	(91)	34	49
TOTAL	9.211	(184)	9.027	8.238

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo con un tercero previo al deterioro de sus créditos comerciales, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 2,07%.

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

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe de 3.788 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 y de 3.833 millones de euros en 2021. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021 ascienden a 1.169 y 1.313 millones de euros, respectivamente.

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

[11] Inmovilizado intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2022 y 2021 son los siguientes:

Inmovilizado Intangible	Millones de euros								
	Exploración y Producción				Industrial y Comercial y Renovables			Corporación	
	Fondo de comercio	Permisos de exploración	Aplicaciones informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación de EE.S. y otros derechos	Aplicaciones informáticas	Concesiones y otros	Aplicaciones informáticas y otros	
COSTE BRUTO									
Saldo a 1 enero 2021	3.012	2.023	215	89	315	545	499	352	7.050
Inversiones ⁽¹⁾	—	54	5	200	28	56	26	50	419
Retiros o bajas	(2)	(70)	(3)	—	(14)	(24)	(2)	—	(115)
Diferencias de conversión	203	160	18	7	4	6	1	—	399
Variación del perímetro de consolidación	(38)	(5)	—	—	(11)	(4)	23	—	(35)
Reclasificaciones y otros	(14)	12	2	(4)	(10)	31	(148)	—	(131)
Saldo a 31 diciembre 2021	3.161	2.174	237	292	312	610	399	402	7.587
Inversiones ⁽¹⁾	—	34	9	4	22	64	53	69	255
Retiros o bajas	(136)	(40)	(5)	—	(13)	(13)	—	(3)	(210)
Diferencias de conversión	146	142	12	21	7	6	3	—	337
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	—	—	—	—	—	(1)	56	—	55
Reclasificaciones y otros ⁽³⁾	(260)	(616)	15	(199)	4	28	(25)	(8)	(1.061)
Saldo a 31 diciembre 2022	2.911	1.694	268	118	332	694	486	460	6.963
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 enero 2021	(1.590)	(956)	(147)	(74)	(182)	(262)	(203)	(283)	(3.697)
Amortizaciones	—	(24)	(19)	—	(27)	(66)	(14)	(31)	(181)
Retiros o bajas	—	69	2	—	14	22	2	—	109
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁴⁾	—	(211)	—	—	—	—	—	—	(211)
Diferencias de conversión	(120)	(83)	(13)	(6)	(1)	(3)	(1)	—	(227)
Variación del perímetro de consolidación	38	5	—	—	9	2	11	—	65
Reclasificaciones y otros	—	10	2	—	12	(39)	67	—	52
Saldo a 31 diciembre 2021	(1.672)	(1.190)	(175)	(80)	(175)	(346)	(138)	(314)	(4.090)
Amortizaciones	—	(38)	(19)	—	(29)	(78)	(52)	(8)	(224)
Retiros o bajas	119	40	5	—	12	12	—	—	188
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁴⁾	(516)	(192)	—	—	—	—	(3)	—	(711)
Diferencias de conversión	(71)	(66)	(10)	(5)	(3)	(3)	(1)	—	(159)
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	1	—	—	—	1
Reclasificaciones y otros	—	6	—	—	1	2	(1)	—	8
Saldo a 31 diciembre 2022	(2.140)	(1.440)	(199)	(85)	(193)	(413)	(195)	(322)	(4.987)
Saldo neto a 31 diciembre 2021	1.489	984	62	212	137	264	261	88	3.497
Saldo neto a 31 diciembre 2022	771	254	69	33	139	281	291	138	1.976

⁽¹⁾ Las inversiones en 2022 y 2021 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en "Permisos de exploración" corresponden principalmente a la adquisición de dominio minero y costes de geología y geofísica por importe de 34 y 54 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente. En 2021 en "otro inmovilizado" del segmento Exploración y Producción incluía la inversión en los activos de gas de la compañía gasista estadounidense Rockdale Marcellus.

⁽²⁾ En relación con las adquisiciones de proyectos Renovables (ver nota 2 al pie de tabla de la Nota 12).

⁽³⁾ En 2022 "Permisos de exploración" refleja la reclasificación a "Inversiones en zonas con reservas" del Inmovilizado material de la inversión en los activos exploratorios de Pikka (Alaska) y Leon y Castile (Golfo de México), tras la decisión final de inversión, y de los activos adquiridos en 2021 a Rockdale Marcellus.

⁽⁴⁾ Para más información véase Nota 20. A 31 de diciembre de 2022 y 2021 el importe acumulado por provisiones por deterioro asciende a 2.785 y 2.136 millones de euros, respectivamente (principalmente deterioro del "Fondo de comercio", ver apartado siguiente).

Repsol tiene contratados seguros para cubrir potenciales incidentes de seguridad que pudieran producirse en su Sistema Informático, incluyendo aplicaciones informáticas, por actos maliciosos (ciber-ataques) o accidentales, que causen la indisponibilidad del sistema.

Fondo de comercio

El detalle por segmento y sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros
	2022
Exploración y Producción	401
Repsol Oil&Gas USA, Llc	133
Repsol Exploración Peru, SA (Suc. Perú)	94
Otras compañías ⁽¹⁾	174
Industrial y Comercial y renovables ⁽²⁾:	370
Repsol Gas Portugal, S.A.	106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	106
Repsol Portuguesa, S.A.	86
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U	49
Otras compañías	23
TOTAL 2022 ^{(3) (4)}	771
TOTAL 2021 ⁽⁴⁾	1.489

⁽¹⁾ Corresponde a un total de 10 UGE.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 9 UGE.

⁽³⁾ Del total, 402 y 436 millones de euros en 2022 y 2021 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa.

⁽⁴⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 2.140 y 1.672 millones de euros en 2022 y 2021 respectivamente.

El fondo de comercio del segmento *Upstream* incluye fundamentalmente el fondo de comercio que surgió de la adquisición en 2015 de Talisman Energy Inc (actualmente *Repsol O&G Gas Canada Inc*, ROGCI). Este correspondía principalmente a las sinergias que se esperaban materializar tras la adquisición³⁴ y a otros activos intangibles no reconocidos de acuerdo con la normativa contable³⁵. Por la existencia de estas sinergias y la importancia relativa que los beneficios de la adquisición de ROGCI supuso para todo el segmento Exploración y Producción, la Compañía ha venido evaluando la recuperabilidad del fondo de comercio a ese nivel.

En 2022, en el contexto del acuerdo de venta del 25% de Repsol E&P a EIG (ver Nota 4.4), se ha revisado el nivel al que se gestiona y hace seguimiento del fondo de comercio de ROGCI considerando que: (i) ya se han materializado las sinergias derivadas de la adquisición; (ii) han cambiado las prioridades del segmento³⁶, lo que ha supuesto desinversiones en varios países (Malasia, Vietnam...) y activos muy relevantes en Canadá, adquiridos a ROGCI, la reducción de la actividad exploratoria, que afecta al valor de la librería sísmica adquirida a ROGCI, y una importante reestructuración en la plantilla en diversos países procedentes de ROGCI; y (iii) que, por el citado acuerdo con EIG, se modifica la estructura de gobierno y gestión del negocio (Consejo de Repsol Lux E&P S.à.r.l., nueva sociedad cabecera del negocio de Exploración y Producción) y la forma en que se realizará el seguimiento interno de la recuperabilidad de este fondo de comercio a nivel de cada activo del segmento.

En consecuencia, se ha modificado el nivel al que se mide la recuperabilidad de este fondo de comercio, desde el nivel segmento *Upstream* al de las unidades generadoras de efectivo que lo componen, utilizando un criterio de valor relativo ("*relative value approach*") basado en la asignación del valor neto contable del mismo a las unidades generadoras de efectivo en función del peso relativo de los volúmenes de reservas y recursos. Como consecuencia de lo anterior, el fondo de comercio que a 31 de diciembre de 2021 estaba asignado al segmento y ascendía a 1.024 millones de euros, durante 2022 ha sido deteriorado o dado de baja en un importe de -724 (incluye -260 asignado a UGEs en sociedades contabilizadas por el método de la participación), siendo el saldo a cierre de 376 millones de euros.

Adicionalmente, en el segmento Comercial y Renovables se ha deteriorado parte del fondo de comercio correspondiente a Repsol Portuguesa, S.A. por importe de -69 millones de euros.

En la Nota 20.2 se incorpora información adicional de los deterioros del periodo, así como del efecto de los cambios de las hipótesis clave tienen sobre el valor de los activos (incluyendo el fondo de comercio asignado a cada UGE).

³⁴ Derivadas de ahorros en funciones corporativas y en funciones soporte, homogeneización de condiciones salariales, gestión global de finanzas, sistemas de información...

³⁵ Fundamentalmente, una amplia base de datos sísmicos cuya valoración no se pudo determinar de manera fiable y el capital humano organizado (aproximadamente 3.000 personas).

³⁶ Las prioridades estratégicas del segmento Upstream del Plan Estratégico 2021-2050: (i) prioridad del flujo de caja libre, (ii) aportación de valor resiliente, (iii) portafolio focalizado (valor sobre volumen en < 14 países y exploración más reducida y enfocada) y (iv) primer nivel en emisiones de CO₂.

[12] Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe "Inmovilizado material" y de su correspondiente amortización y pérdidas de valor acumuladas a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Inmovilizado material	Millones de euros									
	Exploración y Producción			Industrial y Comercial y Renovables				Corporación		Total
	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otro inmov.	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmov.	Inmov. en curso ⁽⁵⁾	Sede social, terrenos, construcciones y otros		
COSTE BRUTO										
Saldo a 1 enero 2021	23.645	2.067	936	2.522	22.405	1.677	1.020	1.057	55.329	
Inversiones	458	117	65	1	7	11	968	17	1.644	
Retiros o bajas	(269)	(11)	(19)	(28)	(238)	(62)	(18)	(17)	(662)	
Diferencias de conversión	1.877	165	72	31	231	51	4	—	2.431	
Variación del perímetro de consolidación	(251)	(1)	(10)	8	(92)	40	—	—	(306)	
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	(1.032)	(24)	(147)	(383)	462	11	(762)	(32)	(1.907)	
Saldo a 31 diciembre 2021	24.428	2.313	897	2.151	22.775	1.728	1.212	1.025	56.529	
Inversiones	1.587	144	150	—	7	6	1.605	21	3.520	
Retiros o bajas	(2.305)	(53)	(9)	(8)	(206)	(69)	(13)	(4)	(2.667)	
Diferencias de conversión	1.354	140	47	14	180	38	4	—	1.777	
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	—	—	—	4	—	(45)	68	—	27	
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	1.250	(591)	14	72	651	353	(584)	1	1.166	
Saldo a 31 diciembre 2022	26.314	1.953	1.099	2.233	23.407	2.011	2.292	1.043	60.352	
AMORTIZACIÓN Y PERDIDAS DE VALOR ACUMULADAS										
Saldo a 1 enero 2021	(15.774)	(1.400)	(366)	(1.322)	(13.924)	(1.089)	—	(527)	(34.402)	
Amortizaciones ⁽³⁾	(677)	(24)	(41)	(58)	(880)	(107)	—	(36)	(1.823)	
Retiros o bajas	228	11	13	25	232	76	—	14	599	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(109)	(34)	(14)	8	51	(34)	—	(23)	(155)	
Diferencias de conversión	(1.264)	(108)	(27)	(20)	(134)	(24)	—	—	(1.577)	
Variación del perímetro de consolidación	237	1	9	(3)	40	23	—	—	307	
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	1.244	(2)	101	407	439	41	—	18	2.248	
Saldo a 31 diciembre 2021	(16.115)	(1.556)	(325)	(963)	(14.176)	(1.114)	—	(554)	(34.803)	
Amortizaciones ⁽³⁾	(903)	(90)	(36)	(60)	(864)	(134)	—	(28)	(2.115)	
Retiros o bajas	1.711	53	7	8	198	76	—	2	2.055	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽⁴⁾	353	(23)	(6)	—	(2.134)	(1)	—	(3)	(1.814)	
Diferencias de conversión	(937)	(87)	(17)	(16)	(91)	(19)	—	—	(1.167)	
Variación del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	(129)	102	1	(4)	—	(8)	—	—	(38)	
Saldo a 31 diciembre 2022	(16.020)	(1.601)	(376)	(1.035)	(17.067)	(1.200)	—	(583)	(37.882)	
Saldo neto a 31 diciembre 2021	8.313	757	572	1.188	8.599	614	1.212	471	21.726	
Saldo neto a 31 diciembre 2022	10.294	352	723	1.198	6.340	811	2.292	460	22.470	

⁽¹⁾ En 2022 Exploración y Producción "Inversiones en zonas con reservas" incluye reclasificaciones desde "Permisos de exploración" (tras la decisión final de inversión de los activos exploratorios de Alaska y en Leon y Castile del Golfo de México, véase apartado 3,4 del Informe de gestión consolidado 2022) y desde "Otro inmovilizado" del inmovilizado intangible (de inversión en los activos de gas de la compañía gasista estadounidense Rockdale Marcellus, ver Nota 11). En 2022 y 2021 incluye reclasificaciones del epígrafe "Inmovilizado en curso" fundamentalmente a "Maquinaria e instalaciones", por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo, así como por la entrada en operación de los proyectos Renovables (2022 Delta II y Jicarilla-2 y en 2021 Kappa y Valdesolar). Adicionalmente incluye en 2021 reclasificaciones del epígrafe "Inversión en zonas con reservas" a "Activos no corrientes mantenidos para la venta" correspondiente a los activos de Malasia y a Ecuador (ver Nota 16 de las Cuentas anuales consolidadas 2021).

⁽²⁾ La clasificación como negocio o activo de las adquisiciones de proyectos Renovables depende en gran medida de la fase en la que esté el activo adquirido en la fecha de adquisición. Con carácter general, no son susceptibles de ser calificados como negocio, aquellos que no hayan alcanzado, al menos, el hito de "ready to build" que es aquel que pone fin a la fase de pre-desarrollo y es previo a la fase de desarrollo o construcción. No obstante lo anterior, cada transacción requerirá de un análisis específico para su calificación como combinación de negocios, o bien, como una adquisición de activos. En el ejercicio 2022 la adquisición de todos los proyectos renovables teniendo en cuenta la fase temprana en la que se encuentra cada proyecto ha tenido la consideración de adquisición de activos.

⁽³⁾ En relación a la valoración y vida útil de los elementos del inmovilizado material ver tabla más abajo en este apartado.

⁽⁴⁾ Ver Nota 20. A 31 de diciembre de 2022 y 2021 el importe de los deterioros de activos ascendía a 7.014 y 6.103 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro de "Inversión en zonas con reservas" (4.102 y 5.288 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente) y "Maquinaria e instalaciones" (2.601 y 450 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente).

⁽⁵⁾ Incluye en 2022 y 2021 el inmovilizado en curso que corresponde a las inversiones en los complejos industriales de los negocios de Refino y Química, fundamentalmente en España, y en menor medida, en Perú y Portugal, además de las inversiones en proyectos eólicos y solares que Repsol está desarrollando en España y EE.UU.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 4. y 5.1 del Informe de gestión consolidado 2022 que se presenta siguiendo el modelo de *reporting* del Grupo. El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 231 y 249 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado entre los años 2023 y 2084.

Con carácter general, los elementos del inmovilizado se amortizan linealmente en función de su vida útil estimada. A continuación se detalla la vida útil inicial estimada de los principales activos:

Vida útil estimada	Años
Edificios y otras construcciones	14-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-25
Instalaciones complejas especializadas (principalmente complejos industriales Refino y Química):	
Unidades	6-25
Tanques de almacenamiento	14-30
Líneas y redes	12-25
Instalaciones complejas especializadas (generación de electricidad):	18-38
Otro inmovilizado Material (Elementos de transporte, mobiliario y enseres...)	4-15

En referencia a la vida útil estimada de los elementos del inmovilizado vinculado a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos véase la Nota 3.4. Durante el ejercicio, se han revisado las vidas útiles de determinadas instalaciones de las refinerías del Grupo, en función de los plazos previstos para su desmantelamiento, no habiendo sido significativo el impacto de esta revisión sobre los estados financieros del Grupo. Para el resto de instalaciones y plantas industriales y comerciales del Grupo no se ha tenido que modificar la vida útil estimada como consecuencia del impacto previsto por la transición energética en la demanda de nuestros productos (ver Nota 3.5.2).

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 584 y 2.292 millones de euros a 31 de diciembre de 2022, respectivamente, y 581 y 1.522 millones de euros a 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 10.453 y 10.020 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 y 2021 respectivamente.

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material y las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan en la mayoría de las operaciones. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

A continuación, se muestra la composición y movimiento de los activos por derecho de uso:

Activos por derecho de uso	Maquinaria e instalaciones	Elementos de transporte	Edificios	Terrenos	Otros	Total
Millones de euros						
Saldo a 1 de enero de 2021	1.481	208	116	181	157	2.143
Altas	163	26	(58)	52	44	227
Retiros o bajas	—	—	(3)	—	—	(3)
Amortizaciones y deterioros	(153)	(63)	(29)	(16)	(29)	(290)
Diferencias de conversión y otros	(14)	8	16	(16)	18	12
Saldo a 31 de diciembre de 2021	1.477	179	42	201	190	2.089
Altas	97	38	1	50	109	295
Retiros o bajas	(3)	—	(1)	—	—	(4)
Amortizaciones y deterioros	(544)	(76)	(15)	(20)	(74)	(729)
Diferencias de conversión y otros	53	8	2	5	14	82
Saldo a 31 de diciembre de 2022	1.080	149	29	236	239	1.733

Los contratos de arrendamiento más relevantes son los siguientes:

- Por las EE.S. que el Grupo tiene, principalmente en España, Portugal y Perú, se firman contratos de arrendamiento por varios conceptos y duración variable. A 31 de diciembre de 2022 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 866 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 909 millones de euros.
- Contrato con Maritimes & North East Pipeline para el transporte por gaseoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut (EE.UU.) por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2022 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 206 millones de euros³⁷ y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 823 millones de dólares (771 millones de euros).
- Contrato con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. para el transporte de gas natural a través de un gaseoducto que une la planta de Saint John LNG con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2022 los derechos de uso por este contrato se encuentran totalmente provisionados (al igual que en 2021) y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero ascienden a 391 millones de dólares (366 millones de euros).

[13] Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El movimiento habido en este epígrafe durante 2022 y 2021 ha sido el siguiente:

Inversiones contabilizadas aplicando método de participación	Millones de euros	
	2022	2021
Saldo al inicio del ejercicio	3.554	5.897
Inversiones netas	74	19
Variaciones del perímetro de consolidación	55	145
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	989	301
Dividendos repartidos ⁽²⁾	(751)	(266)
Diferencias de conversión	192	220
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	189	(2.762)
Saldo al cierre del ejercicio	4.302	3.554

⁽¹⁾ El incremento obedece principalmente a aquellos negocios cuya actividad se ha visto favorecida por el incremento de precios del periodo. Este epígrafe no incluye el "Otro resultado integral" por importe de 197 millones de euros en 2022 (173 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos) y de 219 millones de euros en 2021 (205 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

⁽²⁾ En 2022 fundamentalmente Repsol Sinopec Brasil (388 millones de euros), Equion Energía Ltd (205 millones de euros), Sierracol (65 millones de euros) e YPFB Andina, S.A. (46 millones de euros) y en 2021 principalmente a Repsol Sinopec Brasil (155 millones de euros), YPFB Andina (29 millones de euros) y Sierracol Energy Arauca (29 millones de euros).

⁽³⁾ En 2021 corresponde fundamentalmente a la asignación de activos financieros de Repsol Sinopec Brasil, B.V. a los socios.

En 2022, el epígrafe "Variaciones del perímetro de consolidación" incluye, principalmente la adquisición del 11,07% de Enerkem (sociedad canadiense líder en tecnología de gasificación, produce metanol y etanol renovables a partir de residuos sólidos urbanos y otras materias). En 2021, destacaba la adquisición del 40% de Hecate Energy Group LLC, empresa que opera en el mercado energético renovable de Estados Unidos y las venta de la participación de AR Oil & Gaz, B.V. en Rusia.

El detalle de las inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, son:

Detalle de inversiones contabilizadas aplicando método de participación	Millones de euros	
	Valor contable de la inversión ⁽²⁾	
	2022	2021
Negocios conjuntos	3.916	3.349
Entidades asociadas ⁽¹⁾	386	205
TOTAL	4.302	3.554

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Hecate Energy LLC, Enerkem Inc., Salamanca Infraestructure, LLC., OGC Climate Investments Llp, y Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) Ltd.

⁽²⁾ En 2022, corresponden a Exploración y Producción 3.383 millones de euros (2.737 millones de euros en 2021).

³⁷ Derecho de uso deteriorados por importe de 341 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 (64 millones de euros a 31 de diciembre de 2021).

Sobre la base de los acuerdos de accionistas firmados en cada sociedad, cuando las decisiones estratégicas, operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control, dichas sociedades se consideran negocios conjuntos siempre que no se trate de una operación conjunta. Destacamos a continuación los más significativos:

Repsol Sinopec Brasil, S.A. (RSB)

Repsol tiene una participación del 60% en Repsol Sinopec Brasil, S.A. a través de Repsol Lux E&P S.A.R.L. participada al 100% por Repsol Upstream B.V. y ésta a su vez participada al 100% por Repsol, S.A. que se ha incluido en las tablas más abajo como RSB. El 40% restante de dicha sociedad corresponde a Tiptop Luxembourg, S.A.R.L.

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan en Brasil.

En relación a las garantías otorgadas por el Grupo a favor de RSB, véase la Nota 25.

YPFB Andina, S.A.

Repsol tiene una participación del 48,33% en el capital de YPFB Andina, S.A. a través de Repsol Bolivia, S.A., siendo el resto de los socios YPF Bolivia (51%) y accionistas minoritarios (0,67%). Las principales actividades de esta sociedad son la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Bolivia.

BPRY Caribbean Ventures, LLC. (BPRY)

Repsol participa en BPRY Caribbean Ventures, LLC. con una inversión del 30% de su capital social a través de Repsol Exploración, S.A. El 70% restante es propiedad de British Petroleum Ltd. Las principales actividades de esta sociedad y sus filiales son la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y cualquier otra actividad relacionada en Trinidad y Tobago.

Petroquiriquire, S.A. (PQQ)

Repsol participa con un 40% en Petroquiriquire, S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. Petroquiriquire es una empresa mixta, y por tanto está participada por la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CVP) con el 56% y PDVSA Social, S.A. con el 4%. Su principal actividad es la producción y venta de petróleo y gas en Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 20.3.

Cardón IV, S.A. (Cardón IV)

Repsol participa con un 50% en Cardón IV, S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. El 50% restante es propiedad del grupo ENI. Cardón IV es una licenciataria de gas cuya principal actividad es la producción y venta de gas en Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 20.3.

Repsol Sinopec Resources, UK Ltd. (RSRUK)

Compañía participada por Talisman Colombia Holdco, Ltd. filial del Grupo Repsol, y por Addax Petroleum UK Limited (Addax), filial del grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente. Sus principales actividades son la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte.

En relación con el proceso de arbitraje por la compra de Addax del 49% de las acciones de RSRUK, véase Nota 15.

A continuación se presenta información financiera resumida de las principales inversiones, preparada de acuerdo con NIIF-UE (ver Nota 3), y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados³⁸:

Resultados de negocios conjuntos <i>Millones de euros</i>	RSB		YPFB Andina		BPRY		PQQ		Cardón IV		RSRUK	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Ingresos ordinarios	2.044	1.358	189	148	3.595	1.599	331	206	856	636	1.295	887
Amortización y provisiones por deterioro ⁽¹⁾	(351)	(306)	(248)	(118)	(618)	(841)	(212)	(298)	(183)	(54)	(159)	(496)
Otros ingresos/(gastos) de explotación	(707)	(468)	(95)	(86)	(1.411)	(791)	81	(53)	(229)	(158)	(339)	(535)
Rdo de explotación	986	584	(154)	(56)	1.566	(33)	200	(145)	444	424	797	(144)
Intereses netos	8	—	—	2	(113)	(77)	(65)	(38)	(38)	(64)	42	8
Resto de partidas del Rdo financiero	(94)	(65)	(9)	(11)	(32)	(23)	(6)	11	(10)	(22)	(101)	(46)
Rdo. inversiones método participación neto de impuestos	—	—	(18)	2	—	—	—	—	—	—	—	—
Rdo antes de impuestos	900	519	(181)	(63)	1.421	(133)	129	(172)	396	338	738	(182)
Gasto por impuesto	(239)	(203)	34	13	(811)	52	(81)	73	(116)	5	(180)	96
Rdo del periodo atribuido a la sociedad dominante	661	316	(147)	(50)	610	(81)	48	(99)	280	343	558	(86)
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %	51 %	51 %
Rdo por integración	397	190	(71)	(24)	183	(24)	19	(40)	140	172	285	(44)
Dividendos	388	155	46	29	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro resultado global ⁽²⁾	84	105	21	27	—	5	(31)	(37)	(8)	(13)	36	45

⁽¹⁾ Incluye los deterioros de activos en BPRY, YPFB Andina y RSRUK y por riesgo de crédito, principalmente, en Cardón IV y PQQ (ver Nota 20).

⁽²⁾ Epígrafes "Ganancias/(pérdidas) por valoración" e "Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

Valor contable de la participación <i>Millones de euros</i>	RSB		YPFB Andina		BPRY		PQQ		Cardón IV		RSRUK	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Activos												
Activos no corrientes	3.701	3.772	575	686	3.106	2.934	207	4	863	636	2.848	3.068
Activos corrientes:	909	594	241	268	1.815	650	433	589	174	537	1.765	1.555
Efectivo y equivalentes de efectivo	359	246	39	23	308	110	—	—	9	7	26	65
Otros activos corrientes ⁽¹⁾	550	348	202	245	1.507	540	433	589	165	530	1.739	1.490
Total Activos	4.610	4.366	816	954	4.921	3.584	640	593	1.037	1.173	4.613	4.623
Pasivos												
Pasivos no corrientes:	1.808	1.827	264	237	2.787	2.251	986	712	342	652	2.475	2.929
Pasivos financieros	900	902	—	—	1.392	1.139	868	706	46	446	145	64
Otros pasivos no corrientes	908	925	264	237	1.395	1.112	118	6	296	206	2.330	2.865
Pasivos corrientes:	507	384	72	56	1.017	1.094	906	1.131	379	709	297	539
Pasivos financieros	176	166	—	—	414	693	—	52	—	1	13	20
Otros pasivos corrientes ⁽¹⁾	331	218	72	56	603	401	906	1.079	379	708	284	519
Total Pasivos	2.315	2.211	336	293	3.804	3.345	1.892	1.843	721	1.361	2.772	3.468
ACTIVOS NETOS	2.295	2.155	480	661	1.117	239	(1.252)	(1.250)	316	(188)	1.841	1.155
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %	51 %	51 %
Participación en los activos netos ⁽²⁾	1.377	1.293	230	317	335	72	(501)	(500)	158	(94)	939	589
Fondo de comercio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Valor contable de la inversión	1.377	1.293	230	317	335	72	(501)	(500)	158	(94)	939	589

Nota: Los importes desglosados en las tablas figuran al porcentaje de participación del Grupo en cada una de las sociedades.

⁽¹⁾ En PQQ, en otros activos y pasivos corrientes, incluye la compensación de créditos y deudas recíprocas con PDVSA en los términos acordados.

⁽²⁾ PQQ: en 2022 y 2021 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos cuyo importe a 31 de diciembre asciende a 501 y 500 millones de euros, respectivamente, correspondiente al valor negativo del Patrimonio Neto de PQQ (Ver Nota 15).

Cardón IV: En 2021 el valor de la inversión se iguala a cero minorando el valor contable del préstamo otorgado a Cardón IV (cuyo saldo, neto de deterioro, a 31 de diciembre de 2021 ascendió a 166 millones de euros, y que se considera como inversión neta, véase Nota 8.1).

[14] Otros activos y pasivos no corrientes

El epígrafe "Otros activos no corrientes" incluye principalmente, en 2022 y 2021 cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Nota 20.3) por 318 millones de euros netos de deterioro (344 millones de euros en 2021), depósitos asociados al desmantelamiento de activos de Exploración y Producción ("sinking funds") por importe de 69 millones de euros (59 millones de euros en 2021), principalmente en Indonesia, y los instrumentos financieros derivados asociados a operaciones comerciales no corrientes (ver Nota 8). El epígrafe "Otros pasivos no corrientes" incluye principalmente, en 2022 y 2021 los instrumentos financieros derivados relacionados con operaciones comerciales (ver Nota 7), así como fianzas y depósitos recibidos por 122 millones de euros (121 millones de euros en 2021).

³⁸ Para los acuerdos conjuntos y sociedades asociadas significativos: (i) no existen restricciones legales aplicables sobre la capacidad de transferir fondos al Grupo, (ii) los estados financieros utilizados se refieren a la misma fecha que los de Repsol, S.A. y (iii) no existen pérdidas no reconocidas.

[15] Provisiones corrientes y no corrientes

Repsol realiza juicios y estimaciones que afectan al registro y valoración de las provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias. El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones, litigios y otras contingencias puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la fecha de materialización prevista, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños y responsabilidades.

Para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades, la complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas utilizadas por el Grupo es del 6,3%.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medioambiente, así como las tecnologías aplicables.

Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones que las afectan, podría tener, un efecto significativo en las provisiones registradas.

15.1] Provisiones

El saldo a 31 de diciembre de 2022 y 2021 de estos epígrafes, así como sus movimientos entre ejercicios son los siguientes:

Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes					
Millones de euros					
	Desmantelamiento de activos ⁽³⁾	Consumo de derechos de emisión de CO ₂	Judiciales	Otras provisiones ⁽⁴⁾	Total
Saldo a 1 enero 2021	1.773	281	891	1.367	4.312
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	85	479	73	247	884
Aplicaciones con abono a resultados	(10)	(3)	(10)	(18)	(41)
Cancelación por pago	(101)	(1)	(43)	(117)	(262)
Variaciones del perímetro de consolidación	(17)	—	—	(325)	(342)
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(21)	(287)	(132)	177	(263)
Saldo a 31 diciembre 2021	1.709	469	779	1.331	4.288
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	113	1.099	29	468	1.709
Aplicaciones con abono a resultados	(28)	—	(25)	(60)	(113)
Cancelación por pago	(81)	—	(51)	(231)	(363)
Variaciones del perímetro de consolidación	—	—	—	—	—
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽²⁾	26	(477)	47	15	(389)
Saldo a 31 diciembre 2022	1.739	1.091	779	1.523	5.132

⁽¹⁾ En 2022 y 2021 incluye 66 y 59 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la actualización financiera de provisiones, así como el gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ por importe de 1.099 y 479 millones de euros, respectivamente. En 2022 "Otras provisiones" incluye la dotación correspondiente al derrame de petróleo producido en la refinería de la Pampilla (ver Nota 29.1 y 15.2).

⁽²⁾ En 2022 y 2021 "Consumo de derechos de CO₂" incluye la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2021 y 2020, respectivamente y "Otras provisiones" incluye la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquirique y Cardón IV (ver Nota 13).

⁽³⁾ En 2022, incluye el registro de provisiones de desmantelamiento en las refinerías de España y Perú (ver Nota 20.1). En 2022, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 puntos básicos disminuiría/aumentaría las provisiones en -71 y 70 millones de euros.

⁽⁴⁾ El epígrafe de "Otras provisiones" incluye fundamentalmente las constituidas para hacer frente a saneamientos y remediaciones medioambientales (ver Nota 29.1), compromisos por pensiones (ver Nota 27), incentivos a los empleados (ver Nota 27), riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 22), reestructuración de plantilla y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en sociedades. Las provisiones fiscales relacionadas con el impuesto sobre beneficios se presentan en el epígrafe "Pasivos por Impuestos diferidos y otros fiscales" del balance de situación (ver Nota 22). Asimismo, en 2021, "Variaciones de perímetro de consolidación" incluía principalmente la baja de la provisión de onerosidad tras la adquisición del 25% de Saint John LNG, S.L. una vez que la obligación se extingue a nivel Grupo.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2022:

Vencimientos provisiones	Vencimientos ⁽¹⁾ en millones de euros			Total
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	> de 5 años y/o Indet.	
Provisión por desmantelamientos	41	317	1.381	1.739
Provisiones por consumo de derechos de emisión de CO ₂	1.091	—	—	1.091
Provisión por riesgos judiciales	1	774	4	779
Otras provisiones	446	377	700	1.523
TOTAL	1.579	1.468	2.085	5.132

⁽¹⁾ Debido a las características de los correspondientes riesgos incluidos, los calendarios de vencimientos están sujetos a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que podrían variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

15.2] Litigios

Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración la experiencia de sucesos pasados.

A 31 de diciembre de 2022, el balance de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 779 millones de euros (779 millones de euros a 31 de diciembre de 2021). A continuación, se desglosa el resumen de los procedimientos judiciales o arbitrales más significativos y su situación a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales consolidadas.

Reino Unido

Arbitraje Addax en relación con la compra de Talisman Energy UK Limited (TSEUK)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK, Ltd. ("Addax") y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation ("Sinopec") presentaron una "Notice of Arbitration" contra Talisman Energy, Inc. (actualmente "ROGCI") y Talisman Colombia Holdco, Ltd. ("TCHL") en relación con la compra del 49% de las acciones de TSEUK (actualmente Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. "RSRUK"). El 1 de octubre siguiente ROGCI y TCHL presentaron la contestación a la "Notice of Arbitration". El 25 de mayo de 2016, Addax y Sinopec formalizaron la demanda arbitral, en la que solicitaron que, en el supuesto de que sus pretensiones fueran estimadas en su integridad, se les abone el importe de su inversión inicial en RSRUK, materializada en 2012 mediante la compra del 49% de ésta a TCHL, una filial 100% de ROGCI, junto con cualesquiera incrementos de inversión posteriores, realizados o por realizar en el futuro, así como las pérdidas de oportunidad que pudieran haberse producido, estimando todo ello en una cifra total aproximada de 5,500 millones de dólares estadounidenses.

La disputa versa sobre hechos que tuvieron lugar en 2012, antes de la adquisición de Talisman por Repsol en 2015, y no implica ninguna acción llevada a cabo por Repsol.

ROGCI y TCHL solicitaron al Tribunal arbitral la desestimación de las reclamaciones de Addax y Sinopec basadas en las garantías contractuales. El 15 de agosto de 2017 el Tribunal arbitral emitió un Primer Laudo Parcial desestimando las reclamaciones de Addax y Sinopec basadas en las garantías contractuales.

El Tribunal Arbitral decidió, entre otras cuestiones procedimentales, la bifurcación del procedimiento en dos fases: en la primera se resolvería sobre responsabilidad y en la segunda se decidiría la cuantía de las responsabilidades que, en su caso, se hubieran determinado.

Las cinco principales cuestiones en disputa son Reservas, Producción, Abandono, Proyectos y Mantenimiento.

Durante 2018 se celebró la audiencia oral sobre cuestiones de responsabilidad y se presentaron las conclusiones de las partes.

El 29 de enero de 2020 el Tribunal arbitral emitió un Segundo Laudo Parcial sobre Reservas, determinando que ROGCI y TCHL son responsables ante Sinopec y Addax con respecto a dicha cuestión. El 28 de abril de 2020, Repsol impugnó este Segundo Laudo Parcial ante los tribunales de Singapur, habiendo sido transferido el caso a la Singapore International Commercial Court (SICC).

El 20 de abril de 2021 el Tribunal Arbitral emitió un Tercer Laudo Parcial, relativo al resto de cuestiones pendientes de decidir en la fase de responsabilidad, declarando responsables a TCHL y ROGCI por la cuestión relativa a Producción -que se solapa con lo ya resuelto en el anterior laudo sobre Reservas- y desestimando las reclamaciones de Addax y Sinopec respecto al resto de las cuestiones (Abandonos, Proyectos y Mantenimiento). El 19 de julio de 2021, ROGCI y TCHL impugnaron este Tercer Laudo Parcial ante los tribunales de Singapur.

El 31 de enero de 2023 la SICC dictó sentencia desestimando los recursos de anulación interpuestos contra el Segundo Laudo Parcial y el Tercer Laudo Parcial.

Tras el Tercer Laudo Parcial, el proceso arbitral continuará en su fase de cuantificación, cuya decisión no se prevé para antes del cuarto trimestre de 2023.

El Tercer Laudo Parcial desestimó la mayor parte de las pretensiones de Addax y Sinopec y permite una mejor estimación de las responsabilidades que se podrían derivar de este litigio. Por ello, se realizó una nueva evaluación de la provisión necesaria

para cubrir los riesgos correspondientes y, como consecuencia del análisis realizado por la compañía y sus abogados y asesores externos, redujo la provisión inicialmente registrada. La compañía considera que la información anterior es suficiente conforme al párrafo 92 de la NIC 37 “*Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes*”, pues un mayor detalle sobre sus estimaciones podría perjudicar el desarrollo y desenlace del litigio.

Por otra parte, el 30 de noviembre de 2017 Repsol, S.A. comenzó otro arbitraje contra China Petroleum Corporation y TipTop Luxembourg, S.A.R.L (sociedades del Grupo Sinopec) reclamando una indemnización por los perjuicios que pueda sufrir como consecuencia de cualquier decisión adversa en el arbitraje mencionado anteriormente, junto con otros daños aún no cuantificados. El Tribunal ha desestimado la reclamación de Repsol, S.A., si bien esta decisión no tiene impacto en la valoración de riesgo ni en la provisión contable del Arbitraje Addax.

Estados Unidos de América

Litigio del Río Passaic / Bahía de Newark

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

En diciembre de 2005 el *Department of Environmental Protection* de Nueva Jersey (“DEP”) y el *Spill Compensation Fund* de Nueva Jersey (conjuntamente, “*el Estado de Nueva Jersey*”) demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo “Repsol”); YPF; YPF Holdings Inc. (“YPFH”); CLH Holdings (“CLHH”); Tierra Solutions, Inc. (“Tierra”); Maxus; así como a OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals que presuntamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas.

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso una “*Second Amended Cross Claim*” (“*Cross Claim*”) contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los “*Demandados*”), Tierra y CLHH, reclamando, entre otras, que Repsol e YPF fueran declaradas responsables de las deudas de Maxus (“*Alter Ego*”). Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquéllos. En febrero de 2015 Repsol demandó a OCC reclamándole los 65 millones de dólares que tuvo que abonar al Estado de Nueva Jersey.

El 5 de abril de 2016 el juez desestimó en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. El 17 de junio de 2016 Maxus presentó solicitud de quiebra ante el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware, requiriendo, además, la suspensión de la *Cross Claim*. El 19 de octubre de 2017 el Juez titular estimó en su totalidad la demanda de Repsol contra OCC, condenado a ésta al pago de 65 millones de dólares más intereses y costas.

El 14 de septiembre de 2018 Maxus (declarado por el Tribunal Federal de Quiebras de Delaware, sucesor de OCC -su principal acreedor- como demandante en la *Cross Claim*) formalizó recurso de apelación sobre la sentencia adversa dictada en dicho procedimiento, y que rechazaba el *Alter Ego* entre Maxus y Repsol. Simultáneamente, OCC formalizó recurso de apelación sobre la demanda que le condenaba a abonar los 65 millones de dólares que Repsol tuvo que abonar al Estado de Nueva Jersey. El 27 de diciembre de 2021, la Corte de Apelación estimó los recursos de OCC. La sentencia no declara a Repsol responsable, sino que simplemente reenvía el caso nuevamente a la Corte de instancia por entender que esta Corte no podía haberse pronunciado a través de un *Summary Judgment* en este momento procesal.

El 14 de junio de 2018, la Administración Concursal de Maxus presentó una demanda (“*New Claim*”) en el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware contra YPF, Repsol y determinadas sociedades filiales de ambas, por las mismas reclamaciones que se recogían en la *Cross Claim*. En febrero de 2019 el Tribunal Federal de Quiebras rechazó los escritos presentados por Repsol en los que solicitaba que el Tribunal rechazara de inicio la *New Claim*, lo que implica que el procedimiento continúa su curso.

Repsol mantiene la opinión de que, al igual que se ha demostrado en la *Cross Claim*, las pretensiones aducidas en la *New Claim* carecen de fundamento.

El 10 de diciembre de 2019, la Administración Concursal de Maxus presentó una demanda (“*Insurance Claim*”) en Texas contra Greenstone Assurance, Ltd. (sociedad reaseguradora cautiva histórica del Grupo Maxus y, actualmente, participada al 100% por Repsol - “*Greenstone*”), reclamando que dicha entidad vendría obligada a indemnizar a Maxus por las responsabilidades derivadas de la indemnidad otorgada a OCC, y ello en virtud de supuestas pólizas de seguro emitidas por Greenstone entre 1974 y 1998.

Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la Insurance Claim carecen de fundamento. No obstante, las partes llegaron a un acuerdo transaccional por importe de 25 millones de dólares. El acuerdo conciliatorio se ejecutó el 25 de marzo de 2021, presentando las partes a continuación ante el tribunal una solicitud conjunta para el archivo del asunto el 26 de marzo de 2021, que fue aprobada y acordado el archivo el 9 de abril de 2021.

Perú

Tras el derrame de petróleo en las instalaciones de la Refinería de la Pampilla en Perú, que tuvo lugar el 15 de enero de 2022 como consecuencia de un movimiento incontrolado del buque *Mare Doricum* durante la descarga de crudo (ver Nota 29.1), a finales de agosto fue admitida a trámite una demanda civil por daños y perjuicios interpuesta por parte del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual de Perú (INDECOPI) contra Repsol, S.A., Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASAA), Repsol Comercial, S.A.C (RECOSAC), la aseguradora Mapfre, así como la naviera Fratelli d'amico Armatori y Transtotal Marítima como operadores del buque, solicitando una compensación de 4.500 millones de dólares por responsabilidades en el derrame, de los cuales 3.000 millones de dólares corresponderían a daños directos y 1.500 millones de dólares a daños morales que habrían sufrido los consumidores, usuarios y terceros supuestamente afectados por el derrame.

La demanda aún no ha sido notificada a Repsol, S.A., Mapfre España o los armadores en Italia al seguirse una notificación por vía consular que normalmente toma varios meses.

Entretanto, RELAPASAA, RECOSAC y Mapfre Perú han presentado oportunamente sus defensas de forma y fondo, planteando recursos de nulidad contra el auto de admisión de la demanda con base en su falta de motivación, falta de subsanación de los defectos en la demanda inicialmente señalados por el juez, falta de conciliación previa por parte de INDECOPI y falta de identificación de los reclamantes, así como indebida acumulación de peticiones. Asimismo, esas tres entidades han presentado sus defensas formales, invocando la falta de legitimidad activa de INDECOPI, la existencia de transacciones con un número creciente de afectados por el derrame registrados en el Padrón elaborado por el Gobierno Peruano, la defectuosa representación de INDECOPI, la falta de legitimidad pasiva de las sociedades del Grupo Repsol demandadas y sus aseguradoras y la dependencia de cualquier eventual responsabilidad civil derivada del derrame del resultado de investigaciones en curso. Finalmente, también han formalizado sus defensas de fondo respecto de la responsabilidad civil extracontractual con base en la falta de sustento de los importes reclamados, entre otros argumentos.

Sin perjuicio de que la demanda planteada por INDECOPI pueda conllevar una larga tramitación, Repsol se ratifica en su valoración de que, conforme al criterio de los abogados externos y a la vista de todos los argumentos esgrimidos de contrario, los Tribunales Peruanos terminarán por desestimarla, considerándola en consecuencia como un riesgo remoto.

También en relación con el derrame del 15 de enero de 2022, la Asociación Damnificados por Repsol ha interpuesto una demanda contra RELAPASAA y la aseguradora Mapfre Perú, en la que se reclaman 5.134 millones de soles (alrededor de 1.273 millones de euros) a favor de 10.268 supuestos afectados. El 30 de noviembre de 2022 RELAPASAA fue notificada con la referida demanda. Dentro de los plazos correspondientes, RELAPASAA ha presentado oportunamente sus defensas de forma y fondo, planteando un recurso de nulidad contra el auto de admisión de la demanda con base en una indebida acumulación de pretensiones, así como defensas formales invocando la falta de legitimidad activa de la demandante y la falta de identificación de los supuestos afectados. Finalmente, ha presentado defensas de fondo respecto de la responsabilidad civil extracontractual invocada sin sustento en el importe reclamado, entre otros argumentos. En opinión de los asesores legales de RELAPASAA, esta contingencia se califica como remota.

Como consecuencia también del derrame, distintos organismos reguladores peruanos (Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental -OEFA-, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN-, Dirección General de Capitanías y Guardacostas -DICAPI-, Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado -SERNANP-, Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre -SERFOR-) han iniciado procedimientos administrativos sancionadores contra RELAPASAA frente a los cuales se vienen presentado los correspondientes descargos, además de atender los requerimientos de dichas autoridades. La mayoría de esos procedimientos administrativos sancionadores se encuentran en sus fases iniciales y sus resultados, sin perjuicio de cuestiones formales con impacto en su tramitación, dependerán de las conclusiones que se obtengan de las investigaciones en curso. No obstante, en algunos de esos procedimientos administrativos sancionadores en trámite, cabe prever un resultado negativo, por lo que se ha registrado la provisión correspondiente al cierre del ejercicio.

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

[16] Existencias

Las existencias se valoran al menor entre el coste (calculado de acuerdo al coste medio de ponderado) y su valor neto de realización. Las existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de pérdidas y ganancias.

Los derechos de emisión adquiridos se registran como existencias y se valoran inicialmente por su precio de adquisición. Aquellos derechos gratuitos recibidos conforme al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2021-2030, son registrados como existencias al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, con abono a un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO2 correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Por las emisiones de CO2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea "Otros gastos de explotación" de la cuenta de pérdidas y ganancias reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO2 emitidas valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO2 emitidas son entregados a las autoridades, se dan de baja del balance tanto las existencias como la provisión correspondiente a las mismas, sin efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias. Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO2 para aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado, la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para "trading".

La composición del epígrafe de "Existencias" a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Existencias	Millones de euros	
	2022	2021
Crudo y gas natural	2.120	1.713
Productos terminados y semiterminados	3.712	2.918
Materiales y otras existencias ⁽¹⁾	1.461	596
TOTAL ⁽²⁾	7.293	5.227

⁽¹⁾ Incluyen derechos de CO2 gratuitos por importe de 611 millones de euros equivalentes a 7.274 miles de toneladas (260 millones de euros equivalentes a 7.574 miles de toneladas en 2021).

⁽²⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 101 y 48 millones de euros a 31 de diciembre de 2022 y 2021 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -91 y 39 millones de euros respectivamente (-15 y 7 millones de euros en 2021).

A 31 de diciembre de 2022, el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" ha ascendido a 246 millones de euros y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 12 millones de euros. Para el cálculo del valor razonable se utilizan curvas *forward* del mercado en función del plazo de valoración de las operaciones. Las principales variables utilizadas son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (*Platt's, Argus, OPIS, brokers,...*) y primas históricas o de mercado (*mark to market*) en caso de estar disponibles.

Los mayores saldos en el epígrafe de "Existencias" se explican principalmente por el incremento en los precios medios del crudo Brent (+17% / +11,1 €/bbl) en el mes de diciembre 2022 respecto diciembre 2021, el incremento en el volumen de operaciones y en las existencias de CO2.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2022 y 2021 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo IV), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

[17] Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	Millones de euros	
	2022	2021
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.352	5.972
Deterioro acumulado	(184)	(186)
Cientes por ventas y prestación de servicios	6.168	5.786
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	617	693
Deudores por operaciones con el personal	50	47
Administraciones públicas	526	215
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	498	1.027
Otros deudores	1.691	1.982
Activos por impuesto corriente	1.168	470
TOTAL	9.027	8.238

Este epígrafe aumenta principalmente por la mayor actividad en todos los negocios, pero destacadamente en los negocios de Refino, Movilidad, y Lubricantes, Aviación, Asfaltos y Especialidades por las mayores ventas, como consecuencia de la mayor demanda por las menores restricciones a la movilidad y los mayores precios de los productos, así como por los mayores impuestos en línea con los mayores resultados.

[18] Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":

Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	Millones de euros	
	2022	2021
Proveedores	5.036	5.548
Acreedores y otros	4.145	3.783
Administraciones Públicas acreedoras	794	635
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	718	871
Otros acreedores	5.657	5.289
Pasivo por impuesto corriente	1.100	386
TOTAL	11.793	11.223

Este epígrafe aumenta por la mayor actividad (mayores compras) en línea con las deudas comerciales.

Información sobre el período medio de pago a proveedores en España:

La información relativa al período medio de pago (PMP) a proveedores en operaciones comerciales se presenta de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

Período medio de pago	Días	
	2022	2021
Período medio de pago a proveedores (PMP) ⁽¹⁾	38	30
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	38	30
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	29	30
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	21.534	11.733
Total pagos realizados dentro del plazo legal ⁽⁴⁾	18.218	10.706
Total pagos pendientes	1.173	460
	Facturas	
Número de facturas dentro del plazo legal ⁽⁵⁾	742.570	642.640

⁽¹⁾ PMP= ((Ratio operaciones pagadas * importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago* importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes). El PMP a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 (modificada a través de la disposición final segunda de la Ley 31/2014) es de 60 días.

⁽²⁾ Σ (número de días de pago * importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados.

⁽³⁾ Σ (Número de días pendientes de pago * importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.

⁽⁴⁾ Representa un 85% (91% en 2021) sobre el total de los pagos a proveedores.

⁽⁵⁾ Representa un 88% (87% en 2021) sobre el total de las facturas de proveedores.

RESULTADOS

[19] Resultado de explotación

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de gestión consolidado 2022, que incluye una explicación de los resultados y otras magnitudes de desempeño.

19.1] Ventas e ingresos por prestación de servicios

Los ingresos se reconocen en función del cumplimiento de las obligaciones de desempeño ante los clientes. Los ingresos de las actividades ordinarias representan la transferencia de bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleja la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes y servicios. Se diferencian cinco pasos en el reconocimiento de los ingresos: (i) identificar el/los contratos del cliente, (ii) identificar las obligaciones de desempeño, (iii) determinar del precio de la transacción, (iv) asignación del precio de la transacción a las distintas obligaciones de desempeño y (v) reconocimiento de ingresos según el cumplimiento de cada obligación.

En la mayor parte de los negocios del Grupo los contratos tienen una única obligación de desempeño que se satisface con la entrega del producto que se produce en un momento concreto del tiempo. A 31 de diciembre de 2022 no existen obligaciones de desempeño relevantes con clientes pendientes de cumplimiento.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, solo se registra como ingreso el margen de intermediación.

En lo referente a los impuestos especiales (Impuesto sobre hidrocarburos), se trata de un impuesto monofásico y la compañía asume el mismo vía la repercusión que le hace el titular del Depósito fiscal (normalmente "Exolum" anteriormente denominada CLH), posteriormente, Repsol lo traslada a sus clientes como parte del precio del producto. Es decir, Repsol no actúa como mero agente recaudador de la Agencia Tributaria al no ser un impuesto recuperable de la Hacienda Pública (por ejemplo, en caso de impago del cliente final), sino que se trata de un impuesto sobre el que el Grupo soporta todos los riesgos (por ejemplo, también en el caso de destrucción o pérdida del producto) y beneficios, constituyendo en sustancia un coste de producción a recuperar, en su caso, a través de la venta del producto, teniendo la compañía libertad para la fijación del precio de venta. Es por ello por lo que Repsol considera el Impuesto sobre Hidrocarburos como un coste soportado y, de forma simétrica, como un mayor ingreso por ventas.

En Exploración y Producción los ingresos se generan fundamentalmente por la venta de crudos, condensados y líquidos del gas natural y gas natural, o bien por la prestación de servicios de explotación de hidrocarburos, dependiendo de los contratos vigentes en cada uno de los países en los que opera el Grupo. En Industrial los ingresos se generan, fundamentalmente, por la comercialización de productos petrolíferos (gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes,...) y petroquímicos (etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios). En Comercial y Renovables los ingresos se generan, fundamentalmente, por la venta de productos petrolíferos y otros servicios en estaciones de servicio y la comercialización de gas (gas natural y GNL) y electricidad.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias (epígrafes de "Ventas" e "Ingresos por prestación de servicios") por segmento en 2022 y 2021 se muestran a continuación:

Ingresos por segmento	2022	2021
Exploración y Producción	6.949	5.009
Industrial	61.416	39.582
Comercial y Renovables	33.895	21.680
Corporación y otros	(27.107)	(16.526)
TOTAL	75.153	49.745

Nota: Incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos (5.862 y 5.216 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente).

El desglose en 2022 de los ingresos ordinarios por tipo de producto y segmento es el siguiente:

Ingresos por tipo de producto	Exploración y Producción	Industrial	Comercial y Renovables	Corporación y otros	TOTAL
Crudo	2.867	1.945	5	(511)	4.306
Gas ⁽¹⁾	—	—	—	—	—
Mercado mayorista	4.082	4.543	—	(1.559)	7.066
Mercado minorista (Residencial y negocios)	—	—	258	—	258
Productos petrolíferos ⁽²⁾	—	51.200	31.091	(24.413)	57.878
Productos petroquímicos ⁽³⁾	—	3.303	—	(30)	3.273
Electricidad	—	290	2.322	(570)	2.042
Prestación de servicios y otros ⁽⁴⁾	—	135	219	(24)	330
TOTAL	6.949	61.416	33.895	(27.107)	75.153

⁽¹⁾ Corresponde fundamentalmente a condensados y líquidos del gas natural y gas natural.

⁽²⁾ Corresponde fundamentalmente a gasolinas, fuelóleos, GLP, asfaltos, lubricantes,...

⁽³⁾ Corresponde fundamentalmente a etilenos, propilenos, poliolefinas y productos intermedios.

⁽⁴⁾ Otros servicios.

El incremento de los ingresos en 2022 se explica por: (i) el aumento de los precios de realización del crudo y gas en los activos productivos de Exploración y Producción, (ii) el incremento de la demanda y los precios de productos petrolíferos en Refino, y (iii) en Comercial y Renovables, por el aumento de ventas -mayores precios y volúmenes- y los mayores clientes en la comercialización minorista de gas y electricidad, en un entorno de elevados precios.

De acuerdo con el Real Decreto-ley, 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptaron medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, se aprobó una bonificación extraordinaria y temporal que ha estado vigente desde el 1 de abril hasta el 30 de junio (habiéndose prorrogado posteriormente hasta el 31 de diciembre, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto-ley, 11/2022, de 26 de junio), en el precio de venta al público de determinados productos energéticos y aditivos. En este sentido, el Grupo ha ofrecido unos descuentos de 30 céntimos de euro por litro (que incluye la bonificación del Gobierno de 20 céntimos por litro y un descuento adicional aportado por Repsol en todos los repostajes pagados a través de la aplicación Waylet o con tarjeta SOLRED de 10 céntimos por litro) y de 25 céntimos por litro (bonificación del Gobierno de 20 céntimos por litro y un descuento adicional de 5 céntimos por litro al resto de clientes) registrando un ingreso por ventas tanto por el importe cobrado al cliente, como por el crédito frente a la Hacienda Pública de 20 céntimos por litro (conforme a lo establecido en la consulta 4ª del BOICAC 129), y minorando los ingresos por ventas por los 10 céntimos por litro ó 5 céntimos por litro de descuento adicional. Estos descuentos (vigentes desde el 16 de marzo hasta el 31 de diciembre), excluyendo la bonificación que es neutra en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo, han afectado negativamente a los resultados del segmento Comercial y Renovables y, en particular a los del negocio de Movilidad. Durante el ejercicio 2022 se han aplicado más de 500 millones de euros de descuentos adicionales (incluyendo los mencionados anteriormente) en el precio de venta de los carburantes en las Estaciones de Servicio España (véase el apartado 4.1 Resultados del Informe de gestión 2022).

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias por país en 2022 y 2021 se muestra a continuación:

Distribución geográfica de los ingresos	2022	2021
España	43.493	24.335
Perú	5.417	2.976
Estados Unidos	4.304	3.347
Portugal	3.431	2.464
Resto	18.508	16.623
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	75.153	49.745

⁽¹⁾ La distribución por área geográfica se ha elaborado en función de los mercados en que se realizan las ventas o prestación de servicios e incluye los impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos.

⁽²⁾ La distribución de los mercados de destino es: (i) U.E zona euro: 53.984 millones de euros (32.832 millones de euros en 2021), (ii) UE zona no euro: 241 millones de euros (90 millones de euros en 2021) y (iii) Resto: 20.928 millones de euros (16.823 millones de euros en 2021).

19.2] Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación

El ingreso reconocido en este epígrafe se explica por el incremento de los precios en el periodo, tanto de los productos terminados y en curso de los complejos industriales, como de las existencias de los negocios de exploración y producción de hidrocarburos.

19.3] Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

Aprovisionamientos	Millones de euros	
	2022	2021
Compras	57.061	38.502
Variación de existencias (materias primas y existencias comerciales)	(883)	(1.054)
TOTAL	56.178	37.448

Los mayores costes de "Aprovisionamientos" obedecen fundamentalmente a los mayores volúmenes de compras por la mayor actividad y al incremento de precios de las materias primas de los complejos industriales.

Este epígrafe incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos mencionados en el apartado "Ventas e ingresos por prestación de servicios" de esta Nota.

19.4) [Dotación] / Reversión de provisiones por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

Dotación/Reversión de provisiones por deterioro	Millones de euros	
	2022	2021
Dotación por provisiones por deterioro de activos (Notas 10.3, 17 y 20)	(3.371)	(1.185)
Reversión de provisiones por deterioro (Nota 20)	698	522
TOTAL	(2.673)	(663)

19.5) Gastos de personal

El epígrafe "Gastos de personal" recoge los siguientes conceptos:

Gastos de Personal	Millones de euros	
	2022	2021
Remuneraciones y otros	1.516	1.364
Costes de seguridad social	451	438
TOTAL	1.967	1.802

El incremento de este epígrafe se explica, principalmente, a la mejora en las condiciones salariales de los empleados.

19.6) Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2022 y 2021 ascienden a 452 y 367 millones de euros, de los cuales 133 y 53 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado" y 217 y 245 millones de euros en el epígrafe "(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro" en 2022 y 2021, respectivamente.

La distribución geográfica de los gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias por la actividad exploratoria es la siguiente:

Gastos de exploración	Millones de euros	
	2022	2021
Europa	34	59
América	227	303
África	—	1
Asia	191	4
TOTAL	452	367

Para más información véase la Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (información no auditada) en www.repsol.com.

19.7) Beneficios / [Pérdidas] por enajenaciones de activos

En 2022 los beneficios (122 millones de euros) y pérdidas (-44 millones de euros) por enajenación de activos corresponden principalmente a la venta de activos en Ecuador (bloques 16 y 67), en Malasia (incluye la participación en los bloques PM3 CAA, Kinabalu y PM305/314) y en Canadá (principalmente Chauvin del segmento Exploración y Producción) (ver Nota 4.4 y apartado 5.1 del Informe de gestión consolidado 2022).

19.8) Transporte y fletes, suministros y otros ingresos / gastos de explotación

Los gastos del epígrafe de "Transportes y fletes" aumenta como consecuencia de los mayores precios en el mercado de fletes.

Los gastos del epígrafe de "Suministros" aumentan como consecuencia de los mayores precios del gas y de la electricidad.

Por otra parte, el epígrafe “*Otros ingresos/gastos de explotación*” recoge los siguientes conceptos:

Otros ingresos/ gastos de explotación	Millones de euros	
	2022	2021
Otros ingresos de explotación ⁽¹⁾	1.525	1.007
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽²⁾	(1.090)	(311)
Otros gastos de explotación:	(4.604)	(3.664)
Gastos de operadores ⁽³⁾	(722)	(589)
Servicios de profesionales independientes	(463)	(434)
Arrendamientos ⁽⁴⁾	(160)	(113)
Tributos: ⁽⁵⁾	(513)	(486)
Impuestos a la producción	(263)	(181)
Otros	(250)	(305)
Reparación y conservación ⁽⁶⁾	(287)	(270)
Consumo de derechos de CO ₂ ⁽⁷⁾	(1.101)	(479)
Otros ⁽⁸⁾	(1.358)	(1.293)
TOTAL	(4.169)	(2.968)

Nota: Para minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estas transacciones no se registran en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada por su importe neto.

⁽¹⁾ Incluye, entre otros, los ingresos por consumos de derechos de CO₂ gratuitos (ver Nota 16) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 15). Este epígrafe incluye subvenciones de explotación por importe de 20 y 15 millones de euros en 2022 y 2021 respectivamente.

⁽²⁾ Corresponde principalmente a derivados (activo y pasivo) contratados en actividades de trading de crudo, gas, productos petrolíferos y electricidad (ver Nota 9). La variación de la “Valoración de instrumentos derivados comerciales” se explican principalmente por la menor valoración de derivados y compromisos sobre *commodities* principalmente en los negocios de mayorista y Trading de Gas en Norteamérica.

⁽³⁾ Incluye, entre otros, gastos por servicios de consignación en las instalaciones de Exolum Corporation, S.A. (anteriormente Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.), servicios de envasado, almacenamiento, carga, transporte y expedición de producto.

⁽⁴⁾ En 2022 incluye gastos de arrendamiento de contratos a corto plazo y de escaso valor (119 millones de euros) y por cuotas variables (41 millones de euros).

⁽⁵⁾ El aumento se explica por la mayor actividad y los mayores precios. Corresponden a tributos distintos a los que gravan el beneficio (ver Nota 22). Los impuestos a la producción de hidrocarburos en actividades de Exploración y Producción han sido pagados principalmente en Libia, Argelia y Perú. Los otros impuestos reflejan principalmente los impuestos locales. Para más información sobre impuestos pagados véase el apartado 6.6 del Informe de gestión consolidado 2022 y el Informe sobre pagos a Administraciones Públicas que publica la Compañía.

⁽⁶⁾ Corresponde a actividades de reparación, conservación y mantenimiento realizadas, principalmente, en los complejos industriales del Grupo.

⁽⁷⁾ El “Consumo de derechos de CO₂” aumenta como consecuencia de los mayores precios del CO₂ y actividad de los complejos industriales, véase Nota 15.

⁽⁸⁾ Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones.

19.9] Investigación y desarrollo

Los gastos de investigación incurridos se registran el epígrafe “*Otros ingresos/gastos de explotación*” como gastos del ejercicio y los de desarrollo se activan solo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia.

El gasto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2022 y 2021 a 59 y 57 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 16 millones de euros en 2022.

[20] Deterioro de activos

Test de deterioro

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año ("test de deterioro"). Si el importe recuperable de un activo es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en la cuenta de pérdidas y ganancias.

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

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente para, en su caso, revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

En caso de reversión de un deterioro de valor previamente reconocido, el importe en libros del activo se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, con el límite del importe en libros que habría existido de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo en periodos anteriores.

Unidades generadoras de efectivo

Para el "test de deterioro", los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dichos activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros, de las unidades de negocio y de las áreas geográficas en las que opera el Grupo. En este sentido, en el segmento *Exploración y Producción*, las UGE se corresponden con cada una de las distintas áreas contractuales; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varias de estas áreas sean interdependientes entre sí, las mismas se agrupan en una única UGE. En el caso de Industrial y Comercial y Renovables, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Mayorista y Trading Gas, Estaciones de Servicio, Ventas Directas, GLP, Lubricantes, Aviación, Asfaltos y Especialidades, Generación eléctrica baja en carbono y Comercialización de electricidad y gas) y áreas geográficas. En 2022 no se han producido cambios relevantes en la composición de las UGE.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios, con el límite del segmento de negocio.

Cálculo del valor recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso.

La metodología utilizada por el Grupo en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso, calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados después de impuestos derivados de la explotación de tales activos. Para información específica sobre la metodología de cálculo del valor recuperable véase Nota 3.5.1

20.1] Test de deterioro de los activos

El Grupo ha evaluado el valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo de acuerdo con la metodología descrita en la Nota 3 y conforme a los escenarios consistentes con su visión del mercado, del entorno previsible y de su estrategia. Las principales hipótesis utilizadas se describen a continuación:

a) Sendas de precios futuros:

En 2022, el conflicto bélico derivado de la invasión de Rusia en Ucrania (ver Nota 4.4 y 20.3) ha supuesto importantes cambios, tanto en las políticas públicas en materia de energía como en las dinámicas de los mercados de crudos y de productos, no solo a corto plazo sino también en las expectativas del medio y del largo plazo. En este nuevo contexto, el Grupo ha revisado sus expectativas de precios futuros de crudo y de gas, así como las de la electricidad. En este sentido, hay que destacar que las nuevas estimaciones han sido realizadas en un entorno de elevada incertidumbre, marcada por la evolución del conflicto bélico, la recuperación de la crisis del COVID-19, las dinámicas de transición energética y de descarbonización de la economía y, en definitiva, por sus posibles impactos en los mercados de *Oil & Gas*.

- La senda de precios del barril de Brent se revisa al alza hasta 2027 como consecuencia del incremento de precios observados a lo largo de 2022, ligada tanto a la recuperación económica, al aumento de la demanda futura y a unos menores niveles de inversión, como a la invasión de Ucrania. A partir de entonces, la senda de precios asume reducciones de demanda, por las políticas de transición energética y descarbonización, teniendo en cuenta que el petróleo, al contrario del gas, no se considera combustible "transitorio" para la descarbonización.
- La senda del gas Henry Hub (HH) se revisa al alza a lo largo de toda la curva. En el corto plazo, las sanciones impuestas a Rusia han afectado particularmente al mercado del gas natural en Europa, con subidas de precios para atraer el gas que ya no suministra Rusia y que, probablemente, en los próximos años no será importado tampoco desde Rusia si las sanciones se mantienen o aumentan. Esta demanda europea también llevará a precios más altos que en el pasado al gas de EE.UU y al de Asia, ante la mayor demanda de GNL de Europa. En el largo plazo, la transición energética jugará un papel fundamental en las dinámicas del gas, pues tras considerarse el gas natural como combustible de transición en los

procesos de descarbonización debería llevar a más inversión y producción respecto al petróleo, particularmente en EE.UU. La contribución en el mix eléctrico seguirá siendo elevada, lo que asegura el mantenimiento de un precio medio más elevado que el considerado en años previos.

- En el caso de la electricidad en España (pool eléctrico), se ha modificado al alza la senda en todo el periodo, para tener en cuenta los mayores precios del gas y CO₂ y los efectos del ciclo alcista de las materias primas.

Las hipótesis para las principales referencias de precios son las siguientes:

Precios en términos reales ⁽¹⁾ 2022	2023-2050 ⁽²⁾	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2050 ⁽³⁾
Brent (\$/ barril) ⁽⁴⁾	67	81	80	77	74	71	65
WTI (\$/ barril)	65	77	76	73	70	67	63
HH (\$/ Mbtu) ⁽⁴⁾	3,2	3,9	3,6	3,5	3,6	3,6	3,1
Pool eléctrico (€/MWh)	66	156	155	130	92	77	54

- (1) Para realizar la conversión a términos reales se utiliza una inflación del 2%, que se corresponde con la inflación objetivo a medio plazo de la política monetaria establecida por el Banco Central Europeo.
- (2) Media de los precios del periodo 2023-2050.
- (3) Media de los precios del periodo 2028-2050.
- (4) A efectos de la elaboración del Plan Estratégico 2021-2025 publicado en noviembre de 2020 se utilizaron precios del Brent y del Henry Hub constantes de 50 \$/barril y 2,5 \$/Mbtu, respectivamente, con la finalidad de demostrar la capacidad de la compañía para cumplir con sus pretensiones de inversión y remuneración al accionista incluso en escenarios ácidos, que no tienen por qué coincidir con la visión de la Compañía sobre los precios futuros del crudo y del gas, que son los considerados para la elaboración del test de deterioro tal y como se explica en la Nota 3.5.1.

Respecto a los precios de CO₂, los más relevantes para el Grupo son los del actual mecanismo de ETS de la Unión Europea (ver Nota 29.1). A estos efectos el precio, en términos nominales, de los derechos de emisiones se estiman para el periodo 2023-2027 en 73,5 \$/Tn, 74 \$/Tn, 76,7 \$/Tn, 79,4 \$/Tn y 83,2 \$/Tn, respectivamente (102,1 \$/Tn en el periodo 2023-2050 y 107,4 \$/Tn en el periodo 2028-2050). En 2022, el Grupo ha realizado muy ligeros cambios en los precios de CO₂, principalmente relacionados con el tipo de cambio.

Estas hipótesis consideran la implementación de políticas y compromisos públicos orientados a impulsar el ritmo de la descarbonización de la economía para alcanzar los objetivos de cambio climático del Acuerdo de la Cumbre de París y de Sostenibilidad de la ONU. Suponen un compromiso con la descarbonización de la economía y, por tanto, asumen la restricción de uso de combustibles fósiles y el desarrollo de nuevas tecnologías alternativas, que impulsan la transición energética y supondrán una reducción de la demanda de productos de hidrocarburos a medio y largo plazo. Esto requerirá a las empresas una estrategia de adaptación a la transición energética que Repsol ha iniciado ya (ver Nota 3.5.2).

b) Tasas de descuento:

Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos para cada país y negocio. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del negocio. Por tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de mercado, crediticio y de negocio. Para más información véase la Nota 3.5.1.

Tasas de descuento	2022	2021
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN ⁽¹⁾		
Latinoamérica ⁽²⁾	8,4% - 37,6%	7,1% - 37,6%
Europa y Norte de África ⁽²⁾	8,1% - 16,9%	6,9% - 13,7%
Norteamérica	8,5% - 9,1%	7,4% - 7,6%
Asia y Rusia ⁽³⁾	9,6%	7,4% - 8,6%
INDUSTRIAL ⁽⁴⁾	6,8% - 10,7%	5,0% - 9,2%
COMERCIAL Y RENOVABLES ⁽⁴⁾	6,7% - 10,4%	5,0% - 8,6%

- (1) Tasas de descuento en dólares.
- (2) En Latinoamérica el rango alto corresponde a Venezuela y en Norte de África a Libia.
- (3) En 2022 incluye Indonesia. En 2021 incluía Rusia.
- (4) Tasas de descuento en euros y en dólares.

El valor recuperable de los activos calculado con el coste medio ponderado del capital empleado después de impuestos de la tabla anterior, no difiere del calculado con unas tasas antes de impuestos que se encontrarían en un promedio (excluyendo los valores atípicos en algunos países y negocios) para Exploración y Producción del 17%, Industrial 13% y Comercial y Renovables 12%.

c) Deterioros registrados

En 2022 se han reconocido saneamientos sobre los activos del Grupo en los siguientes epígrafes del balance de situación:

Saneamiento sobre activos		
Millones de euros	Notas	Total
Inmovilizado intangible ⁽¹⁾	11	(638)
Inmovilizado material ⁽¹⁾	12	(1.784)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	13	(176)
Activos por impuesto diferido	22	185

⁽¹⁾ No se incluyen deterioros de inversiones exploratorias no exitosas reconocidos en el transcurso normal de las operaciones (ver Nota 19.6) por importe de -71 millones de euros (reconocidas en Otro inmovilizado intangible) y -18 millones de euros (reconocidas en "Inversiones de exploración" del Inmovilizado material).

⁽²⁾ Antes de impuestos. Adicionalmente se han registrado créditos fiscales en Reino Unido por importe de 286 millones de euros.

Las dotaciones, netas de reversiones, han ascendido a -2.598 millones de euros antes de impuestos (-1.755 millones de euros después de impuestos)³⁹. Las principales UGEs sujetas a dotaciones o reversiones de deterioro son:

- Refinerías en España: se ha registrado un deterioro por importe de -1.479 millones de euros antes de impuestos.

En el corto plazo, la guerra y las sanciones impuestas a Rusia han provocado disrupciones en las cadenas de suministros, encareciendo las materias primas y reduciendo la oferta de productos, lo que ha impulsado el alza generalizada de los precios y el fortalecimiento de los márgenes industriales. Sin embargo, en su proyección a más largo plazo, las nuevas dinámicas derivadas del conflicto parecen decantarse por una aceleración de la transición energética en Europa y por otras políticas públicas que pueden restar competitividad a la industria tradicional del refino en España; cabe destacar la nueva hoja de ruta para la descarbonización Repower EU, el adelantamiento de la prohibición del motor de combustión y la ampliación de medidas fiscales que aumentan el gravamen sobre el consumo de combustibles fósiles o sobre los beneficios de las empresas de refino europeas (destacadamente el nuevo gravamen temporal energético aprobado en España). Adicionalmente, el reacomodo de las cadenas de suministro en los mercados de crudo y productos derivados, especialmente en la oferta de crudos pesados, podría incidir en las alternativas de abastecimiento de las refinerías. Todo ello pone de manifiesto una caída en las expectativas de utilización y rentabilidad futura de algunas unidades e instalaciones tradicionales en nuestros complejos industriales de refino que, en línea con lo ya previsto en el plan estratégico de Repsol, deberán ser objeto de una profunda transformación para garantizar su sostenibilidad.

Con esta perspectiva, al cierre del ejercicio 2022 se han revisado a la baja las previsiones de actividad, utilización y rentabilidad de algunas unidades de refino; asimismo, de manera consistente, se han reevaluado las obligaciones de desmantelamiento asociadas a aquellas unidades de producción que no se prevé reconvertir, de acuerdo con la mejor estimación del coste previsto en las fechas de liquidación correspondientes. Igualmente, se han tenido en consideración las mayores salidas de caja derivadas de los nuevos impuestos en España y Europa.

Por último, derivado del aumento global del riesgo y de los tipos de interés, se ha producido un aumento de la tasa WACC (8,4%, desde 7,0% en 2021) que utilizamos para descontar los flujos de fondos futuros que esperamos obtener por la explotación de los activos, lo que también ha afectado negativamente a la valoración de nuestro negocio de Refino.

- Refinería La Pampilla (Perú): se ha registrado un deterioro por importe de -221 millones de euros antes de impuestos.

En Perú se han revisado a la baja los márgenes mayoristas, acomodándolos a los previsibles en un contexto internacional de precios altos, un entorno político-social complejo y una mayor competencia de todos los operadores, incluidos los importadores del Golfo de México. Por otra parte, por los motivos ya indicados, aumenta la tasa de descuento WACC (10%, desde 8,1% en 2021).

- Activos de Mayorista y Trading de gas Norteamérica: se ha registrado un deterioro por importe de -278 millones de euros como consecuencia de la evolución prevista de los márgenes del gas por peores diferenciales de precios y menores volúmenes. Adicionalmente, aumenta la tasa de descuento WACC (6,8%, desde 5,3% en 2021).

³⁹ En 2021 las dotaciones, netas de reversiones, ascendieron a -864 millones de euros antes de impuestos (-672 millones de euros después de impuestos).

- Activos del negocio de Química (deterioros por importe de -90 millones de euros antes de impuestos) en España, afectados no solo por el deterioro de la situación en los mercados internacionales, que ha afectado a los márgenes y demanda de los productos, sino también por el incremento de los impuestos en España y de las tasas de descuento.
- Activos de negocios de Movilidad (deterioros por importe de -141 millones de euros antes de impuestos) en México, afectados por la situación en los mercados internacionales de *commodities* y la evolución en el entorno político y regulatorio local, y en Portugal, afectados por la caída de volúmenes a futuro en los nuevos escenarios de demanda.
- En el segmento de Exploración y Producción, se reconocen deterioros por importe de -389 millones de euros. Pese a la mejora de los precios del crudo y del gas, la asignación del fondo de comercio de ROGCI (ver Nota 11) a los activos productivos, incrementando su valor contable, así como el deterioro de activos exploratorios y en desarrollo (-138 millones de euros antes de impuestos, mayoritariamente en Sudeste Asiático por nuevas previsiones sobre productividad y retrasos en planes de desarrollo), explican principalmente los deterioros netos del año.

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende aproximadamente a 7.510 millones de euros.

20.2] Sensibilidades

Las variaciones en los precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del Grupo Repsol. Las principales sensibilidades a esas variaciones, sin tener en cuenta ni el reequilibrio de otras variables relacionadas ni las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones, se indican a continuación:

Sensibilidad principales hipótesis	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros	
		Resultado de explotación	Resultado Neto ⁽¹⁾
Variación en los precios de hidrocarburos	20 %	2.000	2.346
	10 %	999	1.180
	(10) %	(1.398)	(1.319)
	(20) %	(3.313)	(3.130)
Variación en la producción de hidrocarburos	10 %	860	1.108
	(10) %	(1.262)	(1.317)
Variación en los precios (+/-20%) y la producción de hidrocarburos (+/-10%)	+	2.488	3.107
	-	(5.169)	(5.033)
Variación en los márgenes de Industrial y Comercial y Renovables	10 %	1.295	981
	(10) %	(2.000)	(1.528)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(952)	(749)
	-100 p.b.	883	690

⁽¹⁾ Incluye el impacto sobre las inversiones contabilizadas por el método de la participación.

Adicionalmente, atendiendo a las demandas de algunos usuarios de información, a continuación se informa del impacto adicional que resultaría del test de deterioro si se utilizaran las sendas de precios de los hidrocarburos del escenario Net Zero Emissions (NZE) 1,5°C de la Agencia Internacional de Energía publicado en el informe *World Energy Outlook 2022*⁴⁰, que supondrían deterioros adicionales en torno a 6.600 millones de euros después de impuestos.

20.3] Riesgos geopolíticos

Repsol está expuesta a riesgos derivados de circunstancias económicas, sociales o políticas singulares que pueden presentarse en determinados países (cambios regulatorios inesperados, alta volatilidad del tipo de cambio, altos niveles de inflación, posibilidad de crisis económico-financieras o situaciones de inestabilidad política o de tensiones sociales y disturbios públicos...) y que podrían tener un impacto negativo en sus negocios.

De acuerdo con las clasificaciones contenidas, entre otros, en el *Country Risk Rating de IHS Global Insight*, los principales países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Bolivia, Libia y Argelia.

⁴⁰ Dichas sendas consideran unos precios en términos reales de 35 \$/bbl en 2030 y 24\$/bbl y 2050 para el crudo y de 1,9 \$/MBtu y 1,8 MBtu, respectivamente, para el gas en Norteamérica. El escenario NZE es uno de los muchos posibles que pueden proyectarse para limitar el aumento de temperatura a 1,5°C. De hecho, el Sexto Informe de Evaluación (Sixth Assessment Report, AR6) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), publicado en 2022, incluye más de 200 escenarios acordes con un aumento de la temperatura limitado a 1,5 °C en 2100, de los cuales 28 alcanzan la neutralidad de emisiones en 2050 y el resto lo hace con posterioridad.

Invasión rusa de Ucrania

Tras la invasión rusa de Ucrania que comenzó el 24 de febrero de 2022, las economías de todo el mundo, incluidos los Estados Unidos, la Unión Europea y el Reino Unido, anunciaron la imposición de sanciones comerciales dirigidas a personas, empresas e instituciones rusas. Tales sanciones, así como las contrasanciones impuestas por Rusia, han desencadenado una reducción significativa de las operaciones comerciales entre estas economías y Rusia, lo que ha llevado a un aumento de los precios de las materias primas en los mercados mundiales de petróleo, gas natural y trigo, entre otros productos, así como presiones inflacionarias exacerbadas, cuellos de botella en la cadena de suministro y volatilidad en los mercados financieros y de materias primas.

El Banco Central Europeo (BCE) ha elevado sus proyecciones de inflación y ha recortado su perspectiva de crecimiento, ya que es probable que el conflicto mantenga altos los precios de las materias primas, debilitando el poder adquisitivo de los hogares y la capacidad de inversión de las empresas. En respuesta al aumento de inflación, el BCE también ha decidido modificar su política monetaria, reduciendo su programa de compra de bonos y subiendo los tipos de interés. La menor confianza y actividad de las empresas y los consumidores, así como la presión inflacionaria impulsada por la energía, ha generado una desaceleración de la economía mundial que aún se está recuperando de los efectos de la pandemia de COVID-19.

A pesar de que el Grupo no tiene exposición patrimonial, ni posición comercial significativa en estos países tras la desinversión de todos sus activos en Rusia en 2021, Repsol está expuesto a riesgos indirectos derivados del nuevo escenario macroeconómico marcado por la guerra:

- Cambios regulatorios que afecten a las actividades de Repsol, como por ejemplo las medidas de regulación e intervención en los mercados energéticos adoptadas por el Gobierno de España por las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (ver Anexo III);
- Las nuevas dinámicas derivadas del conflicto parecen decantarse por una aceleración de la transición energética en Europa y por otras políticas públicas que pueden restar competitividad a la industria tradicional del refino en España y por tanto restar valor a nuestros activos (ver Nota 20).
- El incremento de la presión fiscal sobre el sector energético. En particular, cabe destacar los "*windfall profits taxes*" establecido en Reino Unido y los nuevos impuestos en España (el Gravamen Temporal Energético -ver Nota 22- y la prestación patrimonial pública establecida en España que ha obligado a soportar una carga de 5 céntimos de euro por litro en forma de descuentos, hasta el 31 de diciembre de 2022 -ver Nota 19.1-).
- Cambio de las políticas monetarias de los bancos centrales, que supongan incremento significativo de los tipos de interés (véase Nota 10), y por tanto de las tasas de descuento (ver Nota 20).

Resulta difícil predecir en qué medida y durante cuánto tiempo afectará la guerra en el futuro. La menor demanda global de crudo, gas y productos petrolíferos como consecuencia de la reducción de la actividad económica pueden afectar negativamente a los precios y a los niveles de producción y ventas de los negocios; el deterioro de las condiciones financieras globales puede afectar al coste de financiación, a la liquidez disponible o a la solvencia de nuestros clientes y socios en operaciones conjuntas, etcétera. La evolución de la guerra, las políticas financieras y fiscales que se adopten por los gobiernos para mitigar los impactos sociales y económicos de la crisis, condicionarán el alcance y duración tanto de la crisis como de la recuperación posterior.

Venezuela

Repsol está presente en Venezuela a través de sus participaciones en entidades licenciatarias de gas (Cardón IV, etc) y en empresas mixtas de crudo (Petroquiriquire y otras). La situación de crisis en el país conlleva incertidumbre en el desarrollo de los negocios del Grupo. Sin embargo, han mejorado las perspectivas como consecuencia de la mejora de la situación política y social y de una relativa disminución de las medidas coercitivas⁴¹ del Gobierno de Estados Unidos.

La exposición patrimonial⁴² total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2022 asciende a 411 millones de euros (298 millones de euros a 31 de diciembre de 2021), que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas (ver Nota 8 y 14) y la inversión en Cardón IV (ver Nota 14).

⁴¹ La emisión por parte de la OFAC de las Licencias Generales 41 y 8K que se describen en el texto parece estar ligada a los avances en la mesa de negociación entre el gobierno y la oposición de Venezuela. Se espera que se produzcan progresivas reducciones en las medidas coercitivas si dichas negociaciones prosperan.

⁴² La exposición patrimonial corresponde al valor en el balance del Grupo de los activos netos consolidados expuestos a los riesgos propios de los países sobre los que se informa.

Aunque con una mejoría de las expectativas futuras, en 2022 se mantiene la crisis política y económica descrita en la Nota 20.3 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2021. El PIB⁴³ se ha incrementado un 6% en 2022 y la inflación sigue siendo muy alta, alcanzando un 234%⁴⁴ en 2022 y se prevé un 123% para 2023. La producción petrolera, que se ha reducido significativamente en los últimos años, solo tímidamente se ha recuperado durante 2022 y se ha producido una devaluación importante de la divisa venezolana (18,694 €/Bs frente a los 5,211 €/Bs de 31 de diciembre de 2021, tipo de cambio SIMECA⁴⁵), si bien esta devaluación no ha tenido un impacto significativo en los estados financieros del Grupo, dado que la moneda funcional de la mayoría de sus filiales en el país es el dólar americano⁴⁶ (ver Nota 13).

En relación con las sanciones internacionales que afectan al gobierno venezolano y a PDVSA y sus filiales, destaca en el año el otorgamiento de la Licencia General 41, emitida el 26 de noviembre de 2022 por la Office of Foreign Assets Control ("OFAC"), en virtud de la cual el Gobierno de los Estados Unidos de América autoriza a Chevron Corporation o sus subsidiarias ("Chevron") y a las joint ventures en las que Chevron participa como socio minoritario ("Chevron JV's") a realizar las siguientes actividades: (i) producción y extracción del petróleo y los derivados producidos por las Chevron JV's, (ii) venta y exportación sólo a Estados Unidos del crudo y los derivados producidos por las Chevron JV's, en el entendido que dicho crudo y productos, primero deberán ser vendidos a Chevron y (iii) compra e importación a Venezuela de los bienes y/o productos necesarios para realizar las actividades anteriores, incluido el diluyente. Señala la Licencia, que la misma no autoriza a Chevron, entre otros, al pago de regalías e impuestos al Gobierno de Venezuela, ni al pago de dividendos a Petróleos de Venezuela, S.A. ("PDVSA"), incluyendo el pago en especie. La Licencia se renovará de manera automática en el primer día de cada mes y estará vigente por un plazo de 6 meses.

De igual forma, se emitió la Licencia General 8K de la Office of Foreign Assets Control respecto a cuatro empresas estadounidenses del sector de hidrocarburos mediante la cual, estas empresas podrán participar en transacciones que involucren a PDVSA, necesarias para el mantenimiento esencial de las operaciones en Venezuela o la reducción de operaciones en Venezuela de determinadas entidades. La Licencia 8K estará vigente hasta el 26 de mayo de 2023 y sustituye enteramente a la Licencia 8J.

Repsol continúa adoptando las medidas necesarias para continuar su actividad en Venezuela con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones aplicable, incluyendo las políticas estadounidenses en relación con Venezuela, y está haciendo un seguimiento constante de su evolución y, por tanto, de los eventuales efectos que pudieran tener sobre dichas actividades. No obstante, si se mantiene la situación actual en el largo plazo o se produjesen nuevas modificaciones de las políticas de EE.UU., podrían verse afectadas nuestras actividades en Venezuela.

El Grupo realiza una evaluación de la recuperabilidad de sus inversiones, así como del riesgo de crédito sobre las cuentas a cobrar a PDVSA. Para evaluar las inversiones en este país es preciso utilizar determinadas hipótesis y asunciones (tales como los planes de desarrollo de los activos, el cumplimiento de los acuerdos firmados y la evolución del entorno) que implican juicios y estimaciones relevantes y sometidas a elevada incertidumbre (ver Notas 10 y 13).

Respecto a los instrumentos financieros, el cálculo de la pérdida esperada se realiza considerando los escenarios de flujos de efectivo previstos para el negocio, ponderados por su probabilidad estimada. Se aplican tres escenarios de severidad (moderado, significativo y severo) con diferentes hipótesis e impactos económicos en los flujos de caja estimados. La probabilidad de ocurrencia de dichos escenarios está a su vez ponderada en función de información histórica de defaults soberanos (Informe Moody's "Sovereign Default and recovery rates 1983-2021") y las expectativas de la Dirección. La estimación de los escenarios de los flujos de efectivo es consistente con los utilizados a efectos del cálculo del valor recuperable de los activos. La evaluación del deterioro por riesgo de crédito en Venezuela ha requerido realizar estimaciones sobre las implicaciones y la evolución de un entorno de elevada incertidumbre, lo que ha aconsejado contar con el contraste de un experto independiente para validar los juicios de la Dirección.

Como consecuencia de ello, el Grupo ha reconocido en 2022 provisiones por el perfil de crédito de PDVSA y por el difícil entorno de los negocios en Venezuela, afectando al valor de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA (-74 millones de euros)⁴⁷ así como al valor de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (-192 millones de euros).

⁴³ Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

⁴⁴ Índice Nacional de Precios de la Asamblea Nacional (INPCAN). Desde 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada.

⁴⁵ Tipo de cambio de referencia SIMECA (Sistema del Mercado Cambiario).

⁴⁶ La moneda funcional de Quiriquire Gas es el bolívar (el valor neto contable de la inversión es nulo, por lo que cualquier efecto derivado de la conversión a euro no es significativo).

⁴⁷ Reconocidos en los epígrafes de "(Dotación)/Reversión de provisiones por deterioro" (riesgo de crédito, ver Notas 10.3 y 19.4) y de "Deterioro de instrumentos financieros" (ver Nota 21), de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Bolivia

La exposición patrimonial de Repsol en Bolivia a 31 de diciembre de 2022 asciende a unos 504 millones de euros (incluyendo principalmente el valor de los activos productivos -inmovilizado material y valor de la inversión por el método de la participación- a dicha fecha).

El Grupo realiza actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia desde el año 1994, participando a 31 de diciembre de 2022 en cinco áreas contractuales, además de poseer una participación del 48,33% en el capital de la sociedad YFPB Andina, S.A. Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2022 ascienden a 57 millones de barriles equivalentes de petróleo. En torno al 63% de las mismas corresponden al campo en producción Margarita-Huacaya, que está situado en la zona sur de Bolivia, en los departamentos de Tarija y Chuquisaca. Repsol participa en el proyecto con un 37,5%, operando junto con Shell (37,5%), y Pan American Energy (25%).

La estabilidad económica del país se ha visto afectada por el impacto financiero de la caída de las reservas internacionales del Banco Central de Bolivia, generado principalmente por los altos precios internacionales de los combustibles que deben ser importados por el Estado, los cuales se comercializan en el mercado local a precios subsidiados. La reducción de dichas reservas podría impactar en la capacidad de pago de obligaciones por parte del Estado, entre ellas la Retribución del Titular de los Contratos de Operación. Adicionalmente, el Estado ha tomado medidas para obligar a empresas con participación estatal mayoritaria a transferir los fondos que tengan en el extranjero a territorio nacional, con objeto de fortalecer las cuentas nacionales, estableciendo asimismo cambios en la operativa de cobro de las exportaciones.

La producción neta media en Bolivia en 2022 ha alcanzado los 33,1 miles de barriles equivalentes de petróleo día (43 miles de barriles equivalentes de petróleo al día durante el mismo período de 2021).

Argelia

La exposición patrimonial de Repsol en Argelia a 31 de diciembre de 2022 asciende a unos 437 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Repsol tiene en Argelia dos bloques en fase de producción (*Reggane Nord* y Bloque 405a -con las licencias MLN, EMK y *Ourhoud-*), una vez el activo *Tin Fouyé Tabankort* (TFT II) fue vendido en junio de 2021.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2022 ascienden a 19,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas, en torno al 83% corresponden al proyecto de gas en producción de Reggane, que está situado en el Sahara argelino, en la cuenca de *Reggane*. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).

En junio de 2022, el Gobierno argelino a través de la Asociación de Bancos y Entidades Financieras ordenó a las entidades financieras del país la congelación de las domiciliaciones bancarias en todas las operaciones de comercio exterior de productos con origen y destino en España y ha roto el "Tratado de Amistad, Buena Vecindad y Cooperación" firmado entre ambos países. Hasta el momento, Repsol ha efectuado sus operaciones, bancarias y de otra naturaleza, con normalidad.

La producción neta media en Argelia en 2022 ha alcanzado los 12,3 miles de barriles equivalentes de petróleo al día provenientes de los bloques Reggane Nord y 405a (19,7 miles de barriles equivalentes de petróleo al día en 2021, que incluían 6,5 miles de barriles equivalentes de petróleo al día del activo TFT II, vendido en junio 2021).

Libia

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2022 asciende a unos 337 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2022 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales con actividades de exploración y producción situadas en la cuenca de Murzuq, conocidas como campo petrolero El Sharara, y cuyas reservas probadas estimadas netas a 31 de diciembre de 2022 ascienden a 95,5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La profunda división institucional en Libia entre el Este y el Oeste se ha reavivado y ofrece un nuevo episodio de tensión que se traslada al sector del petróleo. Tras el fracaso de la celebración de las elecciones presidenciales en diciembre de 2021, auspiciadas por la ONU, el parlamento de Tobruk (ciudad del Este del país) nombró el 9 de febrero de 2022 un nuevo

gobierno. Fathi Bashagha fue nombrado primer ministro interino, sustituyendo a Abdul Hamid Mohamed Dbeibé, primer ministro desde marzo de 2021. Dbeibé ha rechazado ese nombramiento, afirmando que no entregará el poder sin la celebración de unas elecciones. Hasta el momento Fathi Bashagha y su gabinete no han podido entrar en Trípoli y permanecen en el Este, debido al respaldo que brindan las milicias locales a Dbeibé.

El Foro de Diálogo Político de Libia (*United Nations Support Mission in Libya -UNSMIL-*) ha finalizado el 22 de junio de 2022, sin haber logrado su principal objetivo, la celebración de elecciones. Esta situación puede agravar la crisis de legitimidades y el peligro de una nueva escalada militar.

El 13 de julio de 2022, Dbeibé destituyó a los miembros de la cúpula de la compañía petrolera nacional NOC, nombrando a Farhat Omar Bengdara como nuevo Presidente, así como una nueva junta directiva. Este nombramiento no fue recibido positivamente por el Parlamento, que no reconoce al Gobierno Nacional de Unidad ni a Dbeibé como Primer Ministro.

Durante el año 2022, la producción en el campo El Sharara se ha interrumpido tres veces, por un total de 61 días, debido a condiciones de seguridad y fuerza mayor. Adicionalmente, se ha iniciado la campaña de perforación de desarrollo y se han realizado los trabajos de preparación de la campaña de exploración de 2023. La producción neta media de petróleo crudo de Repsol en Libia en 2022 ha ascendido a 28,6 miles de barriles de petróleo al día (34,2 miles de barriles de petróleo al día en 2021).

[21] Resultado financiero

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2022 y 2021 ha sido el siguiente:

Resultado financiero	Millones de euros	
	2022	2021
Ingresos financieros	157	82
Gastos financieros	(238)	(234)
Intereses netos ⁽¹⁾	(81)	(152)
Por tipo de interés	129	32
Por tipo de cambio	470	459
Otras posiciones	342	153
Variación de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	941	644
Diferencias de cambio ⁽³⁾	(434)	(131)
Deterioro de instrumentos financieros	49	27
Actualización financiera de provisiones	(75)	5
Intereses intercalarios	70	77
Intereses arrendamientos ⁽⁴⁾	(177)	(172)
Resultado por enajenación de instrumentos financieros	—	—
Otros	38	(27)
Otros ingresos y gastos financieros	(144)	(117)
RESULTADO FINANCIERO	331	271

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 157 millones de euros (82 € millones de euros en 2021). Los gastos financieros se reducen como consecuencia del menor volumen y coste de la financiación (ver Nota 7.1).

⁽²⁾ Incluye los resultados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados (ver Nota 9). En "Otras posiciones" se incluye los resultados por valoración y liquidación de derivados sobre acciones en autocartera (ver Notas 6.2 y 9).

⁽³⁾ Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera. La variación respecto a respecto a 2021 se explica por la distinta evolución del tipo de cambio del dólar sobre instrumentos de financiación en ambos periodos.

⁽⁴⁾ Corresponde a la actualización financiera de pasivos por arrendamiento.

El resultado financiero es superior al de 2021. Los mejores resultados por derivados sobre autocartera (ver Nota 9) y posiciones puntuales de tipo de interés y de tipo de cambio dólar/euro reconocidos en el epígrafe de "Variación de valor razonable en instrumentos financieros" y, en menor medida, los menores intereses de la deuda, se han visto compensados por las mayores "Diferencias de cambio" negativas.

[22] Impuesto sobre beneficios

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la Compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten en los saldos de impuestos de la Compañía.

Los activos por impuesto diferido sólo son reconocidos cuando se considera probable que las entidades (individualmente o de forma consolidada) que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que hacerlos efectivos.

Cuando existan indicios de que no se recuperan y, en cualquier caso, una vez al año, se revisan los activos por impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes y que se consideran recuperables en el futuro, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la realización de hipótesis para verificar la existencia de suficientes ganancias fiscales futuras que permitan compensar las pérdidas fiscales o aplicar los créditos fiscales existentes; (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico del Grupo; (iii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

22.1] Impuestos aplicables

En materia impositiva y, en particular, de impuesto sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera y, en ocasiones, por el gravamen de ese resultado en más de un país (doble imposición).

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo fiscal consolidado 6/80 en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2022 es de 95, siendo las más significativas las siguientes: Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., Repsol Exploración, S.A., Repsol Exploración Murzuq, S.A., Repsol Generación Eléctrica, S.A. y Repsol Renovables, S.L.U.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es la sociedad representante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, al que se le aplica la normativa foral del Impuesto sobre Sociedades de Vizcaya. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo en el ejercicio 2022 es de 8, siendo las más significativas las siguientes: Petronor, Repsol Customer Centric, S.L. y Repsol Industrial Transformation, S.L.

Las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan en el Impuesto sobre Sociedades de forma individual.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, estuvieron sujetas durante 2022 a un tipo general de gravamen del 25%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 30% y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 24%.

En diciembre de 2021, la Ley 22/2021, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2022 (LPGE 2022) modificó la Ley del Impuesto sobre Sociedades, con efectos 1 de enero de 2022, introduciendo una tributación mínima en el Impuesto sobre Sociedades del 15% sobre la base imponible, lo que implica una limitación adicional para la aplicación de las deducciones en el Grupo fiscal consolidado 6/80 en ejercicios futuros.

En diciembre de 2022, la Ley 38/2022, de 27 de diciembre de 2022, por la que, entre otros, se modifica la Ley del Impuesto sobre Sociedades, con efectos 1 de enero de 2023, introduce una limitación temporal del 50% en la compensación de pérdidas en grupos de consolidación fiscal. El importe de las bases imponibles negativas individuales no incluidas en la base imponible del grupo de consolidación fiscal se integrará, por partes iguales, en los diez períodos impositivos que se inician a partir del 1 de enero de 2024.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan en cada uno de los países en los que desarrollan sus actividades aplicando el impuesto sobre beneficios vigente en dichos territorios. Adicionalmente, en algunos países existen impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al impuesto sobre beneficios.

Las sociedades del Grupo residentes en España, que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos territorios por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, en Argelia, Indonesia, Libia o Perú).

A continuación, se indican los tipos de gravamen nominales de los impuestos sobre beneficios aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

País	Tipo de Gravamen	País	Tipo de Gravamen
Argelia ⁽¹⁾	38%	Luxemburgo	24,94 %
Bolivia	25%	México	30 %
Brasil	34%	Noruega	78 %
Chile	27%	Países Bajos	25,8%
Canadá ⁽²⁾	24,6%	Perú ⁽⁶⁾	29,5%
Colombia ⁽³⁾	35%	Portugal	22,5% - 31,5%
Estados Unidos ⁽⁴⁾	21%	Reino Unido ⁽⁷⁾	40 %
Indonesia	32,5% - 44%	Singapur	17 %
Italia ⁽⁵⁾	24%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65%	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)

⁽¹⁾ Más el impuesto sobre beneficios excepcionales (TPE).

⁽²⁾ Tipo federal y provincial.

⁽³⁾ Tras reforma, el tipo aplicable a partir del 2023 podría alcanzar el 50%.

⁽⁴⁾ No incluye tipos estatales.

⁽⁵⁾ No incluye tipos regionales.

⁽⁶⁾ Tipo general.

⁽⁷⁾ No incluye el *Energy Profit Levy* (tipo 25% en 2022, y 35% de 2023 a 2028).

Destacamos, a cotinuación, las principales reformas fiscales que se han aprobado en 2022:

- En EE.UU., se ha aprobado un nuevo impuesto denominado *Corporate Alternative Minimum Tax* (CAMT) aplicable a partir del 2023, que grava el 15% del resultado contable anual ajustado por ciertas partidas. Opera como un impuesto mínimo, es decir, se paga siempre que la cuota federal del Impuesto sobre Sociedades más la cuota por el impuesto denominado *Base Erosion and Anti-Abuse Tax* (BEAT) queden por debajo del 15% del resultado contable tras ajustes. Las cuantías pagadas por CAMT se acreditan indefinidamente frente al Impuesto sobre Sociedades. Pendiente de publicación desarrollo normativo que regule este nuevo impuesto.
- En Reino Unido, se ha aprobado un impuesto extraordinario sobre los beneficios obtenidos en la producción de petróleo y gas (*Energy Profit Levy*). El mismo estará vigente desde el 26 de mayo de 2022 hasta el 31 de marzo del 2028 y el tipo aplicable es del 25% para el año 2022 y 35% para los años 2023 a 2028. En el Grupo Repsol, este nuevo impuesto impacta en la *Joint Venture* con Sinopec (-169 millones de euros de impacto por regularización de impuestos diferidos en Repsol Sinopec Resources UK, Ltd., ver Nota 13,).
- Por último, en Colombia se ha aprobado una reforma fiscal aplicable a partir del 2023 que implica un incremento del tipo de gravamen nominal del Impuesto sobre Sociedades de 5%, 10% o 15%, en función del incremento del precio del Brent en comparativa con la media de los 10 años anteriores. Esto implica que el tipo nominal actual del 35% podría incrementarse hasta el 50% (-29 millones de euros de impacto por regularización de impuestos diferidos).

c) Tributación mínima (Pilar II OCDE)

En octubre de 2021, 137 países del Marco Inclusivo de la OCDE alcanzaron un acuerdo político para el establecimiento de unas normas comunes que garantizaran una tributación mínima de los grupos multinacionales; este acuerdo fue concretado en diciembre de 2021 con la publicación de unas reglas modelo que garantizan una tributación efectiva global del 15%.

En diciembre de 2022, los 27 Estados Miembros de la UE han aprobado una Directiva, basada sustancialmente en las reglas modelo de la OCDE, que deberá transponerse a la legislación nacional de cada Estado antes de finales de 2023, para su entrada en vigor en el ejercicio fiscal 2024. Al margen de la UE, en otros territorios con presencia relevante para el Grupo tales como Canadá, Reino Unido o Singapur se ha anunciado su adopción.

Más allá de un notable incremento de las cargas de cumplimiento formal, el Grupo Repsol no espera impactos económicos significativos derivados de la aplicación de esta nueva normativa al estar ya sujeto a tipos efectivos de gravamen muy superiores al 15% en los principales territorios en los que opera. No obstante, la complejidad de la norma podría generar, en casos puntuales, supuestos de doble imposición.

d) Gravámenes sobre beneficios extraordinarios

La Unión Europea, en el Reglamento (UE) 2022/1854, del Consejo de 6 de octubre de 2022, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, ha definido el marco general de un impuesto extraordinario y temporal sobre los beneficios excesivos que obtengan las empresas de petróleo y gas durante 2022 y/o 2023 (denominado "Contribución Solidaria Temporal"), que debe ser implementado por los Estados miembros en sus respectivos territorios. En España, la Ley 38/2022 de 27 de diciembre de 2022, ha introducido en el ordenamiento jurídico nacional un gravamen temporal energético (GTE) que deberán satisfacer determinados operadores del sector energético durante dos años. El gravamen será el 1,2% del importe neto de la cifra de negocios (INCEN) derivada de la actividad desarrollada en España en los ejercicios 2022 y 2023, con ciertos ajustes.

El GTE correspondiente a las operaciones de 2022, que se pagará en febrero y septiembre de 2023, se estima en unos 450 millones de euros. De acuerdo con el criterio manifestado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), el GTE correspondiente a las operaciones realizadas en 2022 se debe registrar contablemente como gasto el día 1 de enero de 2023. En estas cuentas se ha aplicado el mencionado criterio contable de la CNMV, aunque en opinión de la compañía no es consistente ni con las características sustanciales del gravamen ni con los principios de la información financiera; en cualquier caso, el impacto sobre los resultados del ejercicio no sería significativo, al haberse tenido en cuenta el GTE a pagar por el negocio de Refino España en el test de deterioro.

Repsol, de acuerdo con la opinión de sus asesores internos y externos, considera que el GTE es incompatible con la Constitución Española y con el Derecho de la Unión Europea, por lo que seguirá los cauces legales adecuados para que se anule y, en su caso, se devuelvan los importes recaudados.

22.2] Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2022 y 2021 es el siguiente:

Gasto por impuesto sobre beneficios	Millones de euros	
	2022	2021
Impuesto corriente por resultados del ejercicio ⁽¹⁾	(2.349)	(934)
Impuesto diferido del ejercicio ⁽²⁾	(364)	(579)
Ajustes de ejercicios anteriores y otras regularizaciones ⁽³⁾	(122)	(288)
Total (gasto) / ingreso por impuesto sobre beneficios	(2.835)	(1.801)

⁽¹⁾ Gasto contable que corresponde al impuesto a pagar por los resultados obtenidos en el ejercicio corriente.

⁽²⁾ Gasto contable por diferencias temporarias surgidas en el ejercicio y por aplicación de créditos fiscales originados en ejercicios anteriores.

⁽³⁾ Ajustes correspondientes al Impuesto sobre beneficios de ejercicios anteriores (entre otros, movimientos de provisiones fiscales y activos por impuestos diferidos, regularización del importe estimado del impuesto del año anterior...).

La conciliación del "Gasto por impuesto sobre beneficios" registrado y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

Conciliación del gasto por impuesto sobre beneficios	Millones de euros	
	2022	2021
Resultado antes de Impuesto sobre beneficios (IS)	7.180	4.329
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	989	301
Resultado antes de IS y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	6.191	4.028
Tipo nominal general del IS en España	25%	25%
(Gasto) / Ingreso por IS al tipo nominal general español	(1.547)	(1.007)
(Gasto) / Ingreso por IS adicional por ajuste a tipos nominales diferentes al general español ⁽¹⁾	(855)	(572)
Mayor gasto por IS derivado de gastos no deducibles ⁽²⁾	(328)	(37)
Menor gasto por IS por aplicación de mecanismos para evitar la doble imposición ⁽³⁾	5	55
Menor gasto por IS por aplicación de deducciones e incentivos fiscales ⁽⁴⁾	30	88
(Gasto) / Ingreso por IS por ajustes sobre impuestos diferidos ⁽⁵⁾	136	(318)
(Gasto) / Ingreso por IS por dotación/reversión de provisiones por riesgos fiscales en IS	(115)	86
Otros ⁽⁶⁾	(161)	(96)
(Gasto) / Ingreso por IS	(2.835)	(1.801)

⁽¹⁾ Resultados gravados en el extranjero o en España a tipos diferentes del 25% (régimen especial de hidrocarburos, regímenes forales...).

⁽²⁾ Corresponde a provisiones y gastos contables no deducibles fiscalmente.

- (3) Incluye mecanismos para evitar la doble imposición, tanto internacional como interna, ya sean exenciones, bonificaciones o deducciones en cuota.
 (4) Corresponde principalmente a incentivos a la inversión en Noruega ("Uplift") y en España incentivos a la inversión en activos y aplicación del régimen de tonelaje.
 (5) Incluye fundamentalmente reconocimiento de activo por impuesto diferido en Luxemburgo (185 millones de euros) tras revisión de su recuperabilidad (ver Nota 20.1) y regularización de diferidos tras reforma fiscal en Colombia (-29 millones de euros)
 (6) Incluye principalmente costes fiscales (withholding tax) por reparto de dividendos y ajustes/ pagos por impuesto sobre beneficios de ejercicios anteriores.

22.3] Impuestos diferidos

El Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal. La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance, en función de los conceptos que los originan, es la siguiente:

Impuestos diferidos	Millones de euros	
	2022	2021
Bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar	2.303	2.756
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(1.445)	(1.623)
Provisiones por desmantelamiento de campos	304	404
Provisiones para el personal y otras	643	585
Otros impuestos diferidos	221	66
Total impuesto diferido	2.026	2.188
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(1.463)	(1.332)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	563	856

⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) dotaciones/aplicaciones con cargo a resultado -115 millones de euros, (ii) reclasificaciones/pagos -5 millones de euros, y (iii) diferencias de conversión y otros -19 millones de euros.

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 2.303 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España	1.085	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	802	20 años	En su mayoría, en 10 años
Luxemburgo	243	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Argelia	126	Sin límite temporal	En menos de 10 años
México	37	10 años	En menos de 10 años
Colombia	8	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Resto	2	-	-
Total	2.303		

A continuación, se desglosa el movimiento de impuestos diferidos:

Millones de euros	2022	2021
Saldo al inicio del ejercicio	2.188	3.179
Ingreso/(Gasto) cuenta de pérdidas y ganancias	(340)	(891)
Ingreso/(Gasto) en Patrimonio Neto	102	(14)
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	79	52
Otros ⁽¹⁾	(3)	(138)
Saldo al cierre del ejercicio	2.026	2.188

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a impuestos diferidos de sociedades vendidas.

En 2022, tras la revisión efectuada por el Grupo para el test de deterioro de los activos (ver Nota 20.1), se han reconocido activos por impuestos diferidos en Luxemburgo (185 millones de euros) como consecuencia de la mejora de los flujos de efectivo de los activos productivos y la reorganización societaria derivada del acuerdo de venta del 25% del segmento Upstream (ver Nota 4.4).

En 2021, el Grupo minoró activos por impuestos diferidos en Canadá por no justificarse su recuperabilidad (175 millones de euros) y por el impacto de la implantación del impuesto mínimo a partir del 2022, que limita el aprovechamiento de los créditos fiscales por deducciones por inversiones (141 millones de euros).

A continuación se desglosan los activos por impuestos diferidos netos no registrados al cierre del ejercicio 2022:

País	Millones de Euros	Caducidad legal
Luxemburgo	3.021	Sin límite temporal
España ⁽¹⁾	744	Sin límite temporal
Canadá	668	20 años
Estados Unidos	636	20 años/ sin límite temporal
Resto ⁽²⁾	52	
Total ⁽³⁾	5.121	

NOTA: El importe correspondiente a 2021 ascendía a 5.697 millones de euros.

⁽¹⁾ En España no se incluyen pasivos por impuestos diferidos asociados a diferencias temporarias imponibles sobre inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en la NIC 12 para aplicar la excepción de registro (94 y 94 millones de euros al cierre de 2022 y 2021, respectivamente).

⁽²⁾ Corresponde a Argelia (11 millones de euros), Países Bajos (11 millones de euros), Noruega (9 millones de euros), Singapur (8 millones de euros), Reino Unido (8 millones de euros), Colombia (2 millones de euros) y Bolivia (2 millones de euros).

⁽³⁾ No incluye el importe correspondiente a los activos por impuestos diferidos netos no registrados de sociedades que consolidan por puesta en equivalencia que asciende a 1.112 millones de euros (Reino Unido 802 millones de euros, Venezuela 192 millones de euros, Trinidad y Tobago 113 millones de euros, Bolivia 3 millones de euros y España 3 millones de euros).

22.4) Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles, con el objeto de llegar a una solución no litigiosa. No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales adicionales. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación. La Compañía, sobre la base del asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a los estados financieros adjuntos.

El criterio general del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos y tomando en consideración la experiencia de sucesos pasados.

Los ejercicios abiertos a inspección fiscal en las sociedades del Grupo más relevantes, respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, son los siguientes:

País	Ejercicios	País	Ejercicios
Argelia	2018 - 2022	Luxemburgo	2019 - 2022
Bolivia	2015 - 2022	México	2017 - 2022
Brasil	2017 - 2022	Noruega	2017 - 2022
Chile	2019 - 2022	Países Bajos	2020 - 2022
Canadá	2016 - 2022	Perú	2017 - 2022
Colombia	2017 - 2022	Portugal	2019 - 2022
España	2017 - 2022	Reino Unido	2017 - 2022
Estados Unidos	2019 - 2022	Singapur	2017 - 2022
Indonesia	2018 - 2022	Trinidad y Tobago	2016 - 2022
Libia	2014 - 2022	Venezuela	2016 - 2022

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene dotadas provisiones que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. A 31 de diciembre de 2022 el Grupo tiene registradas, 1.463 millones de euros correspondientes a posiciones fiscales inciertas por impuestos sobre beneficios (1.332 millones de euros a 31 de diciembre de 2021). Adicionalmente, tiene reconocidas otras provisiones fiscales por importe de 240 millones de euros (215 millones de euros a 31 de diciembre de 2021) presentadas en el epígrafe de "Otras provisiones" en la Nota 15.

A 31 de diciembre los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

Bolivia

YPFB Andina, S.A. (ver Nota 13) mantiene un litigio sobre la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de la Empresa. Ha recaído sentencia en primera instancia,

desestimatoria de las pretensiones de la Compañía; el litigio se encuentra actualmente pendiente de sentencia en segunda instancia. La Compañía considera que su posición está expresamente refrendada por la Ley.

Brasil

Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BMS 7, BMES 21 y BMS 9 (en los que Repsol participa en un 10%, 37%, 11% y 25%, respectivamente) recibió reclamaciones administrativas por varios impuestos (IRRF, CIDE y PIS/COFINS)⁴⁸ y por los ejercicios 2008 a 2013, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados, utilizados para la actividad en los bloques.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil, S.A. (RSB, ver Nota 13) recibió reclamaciones de la Administración tributaria por los mismos conceptos e impuestos (ejercicios 2009 y 2011) en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados, utilizados en los bloques BMS 48, BMS 55, BMES 29 y BMC 33 en los que RSB es operador.

Los anteriores litigios se circunscriben actualmente al CIDE y al PIS/COFINS y todas las reclamaciones administrativas se encuentran recurridas en vía administrativa o judicial (primera o segunda instancia), habiendo recaído una resolución favorable en segunda instancia administrativa. La Compañía considera que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica generalizada del sector.

Por otra parte, RSB recibió en 2021 un acta regularizando el precio aplicado por Agri, B.V. y Guara, B.V., en la contratación de plataformas de perforación y extracción durante el año 2016. Contra dicha regularización, la Compañía presentó alegaciones por considerar que la metodología de cálculo aplicada para la determinación del precio de los servicios era correcta, obteniendo una resolución favorable en primera instancia administrativa. En diciembre de 2022, RSB ha recibido acta por el mismo concepto para el ejercicio 2017, la cual ha sido igualmente recurrida.

Canadá

La Administración fiscal canadiense (“Canada Revenue Agency”, CRA) efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades de Repsol Oil&Gas Canadá Inc. (ROGCI, antiguo Grupo Talisman, adquirido por Repsol en 2015) residentes en Canadá. En los últimos años, Repsol ha reforzado las relaciones cooperativas con la CRA, lo que le ha permitido llegar a acuerdos en materia fiscal. En 2022, las autoridades fiscales han cerrado la inspección correspondiente al Impuesto sobre sociedades del 2016, sin ajustes relevantes, y han iniciado la comprobación de las operaciones internacionales realizadas en los ejercicios 2016 a 2018.

España

Actualmente continúan abiertos procedimientos relativos a los siguientes ejercicios del Impuesto sobre Sociedades.

- Ejercicios 2006 a 2009. En relación con la inspección de estos ejercicios, los asuntos discutidos se refieren principalmente a (i) precios de transferencia, (ii) deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y (iii) deducciones por incentivos a las inversiones, la mayoría como consecuencia de cambios de criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. En relación con los ajustes de precios de transferencia, las liquidaciones fueron anuladas como consecuencia de la resolución de un conflicto por la Junta Arbitral del Concerto Económico con el País Vasco, la resolución de un procedimiento amistoso con EE.UU. y dos resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central; la Inspección dictó nuevas liquidaciones aplicando los criterios ya aceptados en ejercicios posteriores tanto por la Administración como por el contribuyente. En relación con los otros asuntos (deducciones de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por I+D+i), el Tribunal Económico-Administrativo Central estimó parcialmente las reclamaciones de la Sociedad y, por la parte desestimada, se interpusieron dos recursos contencioso-administrativos ante la Audiencia Nacional (periodos 2006 y 2007-2009). En 2021, la Audiencia Nacional dictó sentencia en el recurso correspondiente a los ejercicios 2007-2009, estimando íntegramente lo relativo a las deducciones por inversiones (incentivos fiscales al I+D) y, en su mayor parte, lo relativo a la deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero. Por la parte parcialmente desestimada de este último asunto, la Compañía no ha interpuesto recurso de casación ante el Tribunal Supremo, por lo que la sentencia es firme. Como consecuencia de todo lo anterior, ha quedado anulado con carácter definitivo más del 90% de lo exigido originalmente por la Administración Tributaria.
- Ejercicios 2010-2013. Las actuaciones inspectoras relativas a estos ejercicios concluyeron en 2017 sin la imposición de sanción alguna y, en su mayor parte, mediante actas de conformidad o con acuerdo de las que no se han derivado pasivos significativos para el Grupo. No obstante, en relación con dos asuntos (deducibilidad de intereses

⁴⁸ IRRF: Imposto de Renda Retido na Fonte, CIDE: Contribuição sobre Intervenção no Domínio Econômico, PIS: Programa de Integração Social PIS y COFINS: Contribuição para o financiamento da seguridade social.

de demora tributarios y deducción de pérdidas por actividades empresariales en el extranjero) la resolución administrativa fue objeto de reclamación, por entender la Sociedad que su actuación había sido ajustada a Derecho. El Tribunal Económico-Administrativo Central desestimó dicha reclamación y se interpuso recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional que está pendiente de resolución. Respecto de la deducibilidad de intereses de demora, el Tribunal Supremo ya ha sentado doctrina en el sentido defendido por Repsol.

- Ejercicios 2014-2016. Las actuaciones de inspección finalizaron en diciembre de 2019 sin la imposición de sanción alguna y, en su mayor parte, con actas de conformidad o con acuerdo que no han generado pasivos significativos para el Grupo. No obstante, se mantienen controversias relativas a la deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y de intereses de demora tributarios. Contra la resolución administrativa, se interpuso la correspondiente reclamación que fue parcialmente estimada por el Tribunal Económico-Administrativo Central (en cuanto a la deducibilidad de los intereses de demora derivados de actas de inspección). Por la parte desestimada, relativa a la deducibilidad de las pérdidas en el extranjero, se ha interpuesto recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, en la medida que la Compañía considera que su actuación fue conforme a Derecho.
- Ejercicios 2017-2020. En noviembre de 2021 se notificó el inicio de actuaciones de comprobación respecto de dichos ejercicios.

Indonesia

Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando diversos aspectos relativos a la imposición sobre el beneficio de los establecimientos permanentes que el Grupo tiene en el país, en particular, en lo referido a la aplicación del tipo reducido de los convenios para evitar la doble imposición firmados por Indonesia. La Compañía considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho, y por lo tanto, los litigios en los que se sustancian las mencionadas actuaciones se encuentran recurridos en fase administrativa o pendientes de resolución en vía judicial.

Perú

La Administración tributaria (SUNAT) modificó la liquidación del Impuesto sobre la Renta de RELAPASAA de 2014 al cuestionar los precios de transferencia de determinadas compraventas. En 2022 se ha recibido resolución favorable que anula casi en su totalidad el importe originariamente exigido por la SUNAT. La compañía ha recurrido la resolución por la parte no anulada.

El “Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería” (OSINERGMIN), ha exigido a RELAPASAA el pago del llamado “aporte por regulación de las empresas del subsector hidrocarburos” por las ventas de combustible de aviación, mientras que la Compañía entiende que dichas ventas no están alcanzadas por dicha contribución al dedicarse el producto a un uso exento. Este asunto se encuentra recurrido en la vía administrativa.

La Compañía no espera que surjan pasivos adicionales que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo como consecuencia de los anteriores procedimientos.

[23] Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2022	2021
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	4.251	2.499
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(60)	(60)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.414	1.491
BPA básico y diluido (euros/acción)	2,96	1,64

FLUJOS DE EFECTIVO

[24] Flujos de efectivo

24.1] Flujos de efectivo de las actividades de explotación

Durante el 2022 el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 7.832 millones de euros frente a los 4.677 millones de euros de 2021. El incremento obedece fundamentalmente al aumento de ingresos por mayores precios de los hidrocarburos y productos derivados (por el entorno económico más favorable y el impacto de las crisis geopolíticas) y por la mayor demanda de productos (impulsada por una mayor actividad por la recuperación de la movilidad); parcialmente compensado por los mayores pagos por impuestos y el impacto del mayor coste de los inventarios (por los mayores precios y volúmenes de las existencias en los negocios industriales y comerciales y por las compras de derechos de CO₂).

La composición del epígrafe “Flujos de efectivo de las actividades de explotación” del estado de flujos de efectivo es:

Flujos de efectivo de las actividades de explotación	Notas	Millones de euros	
		2022	2021
Resultado antes de impuestos		7.180	4.329
Ajustes de resultado:		4.026	2.390
Amortización del inmovilizado	3, 11 y 12	2.339	2.004
Provisiones de explotación y pérdidas por deterioro	10, 3, 12, 13, 15 y 20	3.099	935
Resultado por enajenación de activos	19.7	(77)	(10)
Resultado financiero	21	(331)	(271)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	13	(989)	(301)
Otros ajustes (netos)		(15)	33
Cambios en el capital corriente:		(1.375)	(1.107)
(Incremento)/Decremento de las cuentas a cobrar	17	248	(3.785)
(Incremento)/Decremento de los inventarios	16	(764)	(1.340)
(Incremento)/Decremento de las cuentas por pagar	18	(859)	4.018
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.999)	(935)
Cobros de dividendos		753	281
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		(2.398)	(920)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(354)	(296)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		7.832	4.677

⁽¹⁾ Para más información de la contribución fiscal del Grupo véase el apartado 6.6 del Informe de gestión consolidado 2022 y en el Anexo V en apartado de “Fiscalidad responsable”.

⁽²⁾ Incluye principalmente los pagos por aplicación de provisiones (ver Nota 15).

24.2] Flujos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el 2022 el flujo de efectivo procedente de las actividades de inversión ha supuesto una salida neta de -4.103 millones de euros.

Los “(pagos)/cobros por Inversiones en entidades del Grupo y asociadas”, ascienden a -69 millones de euros y corresponden fundamentalmente al pago por la entrada en el accionariado de Enerkem (líder en tecnología de combustibles y productos químicos renovables), la adquisición de proyectos renovables en España y EE.UU y los cobros por las desinversiones en Malasia y Rusia. Para más información véanse los apartados 4 y 5 del Informe de gestión consolidado 2022.

Los “(pagos)/cobros por inversiones en Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias”, -3.062 millones de euros) aumentan respecto a los del periodo comparativo, reflejando el incremento de las inversiones en Exploración y Producción (destacando el desembolso por los activos de gas en producción adquiridos a Rockdale Marcellus en 2021, el desarrollo de nuevos pozos e instalaciones en EE.UU -Marcellus, Eagle Ford y Golfo de México- y el avance en el proyecto estratégico YME en Noruega), y las mejoras de las refinerías y plantas petroquímicas del segmento Industrial. Adicionalmente, se incluyen los cobros por las desinversiones en activos durante el ejercicio 2022 (473 millones de euros; principalmente activos en Canadá).

Los “(pagos)/cobros por Inversiones en otros activos financieros”, de -1.003 millones de euros se explican por la constitución de depósitos en el periodo.

24.3] Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante el 2022 el flujo de efectivo procedente de las actividades de financiación ha supuesto un pago neto de -2.832 millones de euros frente a los -529 millones de euros en 2021, que se explica por las amortizaciones netas de emisiones de obligaciones y otros valores negociables (incluye la cancelación de bonos de ROGCI) y la cancelación anticipadas del project finance de Saint John (ver Nota 3.5.1), así como la inversión en autocartera (programas de recompra de acciones; ver Nota 6), los mayores desembolsos por dividendos (aumento de la remuneración al accionista y "Dividendo Flexible" en enero de 2021) y por la caja obtenida por la venta del 25% de Repsol Renovables, S.L.U. y el 49% de los activos renovable Valdesolar y Kappa (ver Nota 6.5).

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2022:

Flujos de efectivo de las actividades de financiación 2022	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2021	2022			Saldo Final ⁽¹⁾	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	1.887	(838)	58	—	30	1.137
Obligaciones y otros valores negociables	8.570	(973)	12	—	207	7.816
Derivados (pasivo)	199	(2.017)	300	1.827	7	316
Préstamos	1.087	259	116	—	21	1.483
Otros pasivos financieros	106	(2)	9	—	(113)	—
Pasivos por arrendamiento	2.948	(613)	122	—	466	2.923
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	2.739	(1.027)	—	—	1.068	2.780
Acciones y participaciones propias	(641)	(1.714)	—	—	2.352	(3)
Variación de participaciones en sociedades sin pérdida de control	—	1.155	—	—	(1.155)	—
Total pasivos actividades de financiación	16.895	(5.770)	617	1.827	2.883	16.452
Derivados (activo)	(244)	2.557	(41)	(2.867)	95	(500)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	—	381	—	—	(381)	—
Total otros activos y pasivos	(244)	2.938	(41)	(2.867)	(286)	(500)
Total	16.651	(2.832)	576	(1.040)	2.597	15.952

⁽¹⁾ Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2021:

Flujos de efectivo de las actividades de financiación 2021	Millones de euros					Saldo Final ⁽¹⁾
	2020	2021			Saldo Final ⁽¹⁾	
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros		
Deudas con entidades de crédito	937	588	74	—	288	1.887
Obligaciones y otros valores negociables	7.951	431	29	—	159	8.570
Derivados (pasivo)	344	(556)	241	161	9	199
Préstamos ⁽²⁾	3.680	91	91	—	(2.775)	1.087
Otros pasivos financieros	99	(7)	4	—	10	106
Pasivos por arrendamiento	2.991	(537)	156	—	338	2.948
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	2.039	(285)	—	—	985	2.739
Acciones y participaciones propias	(162)	(722)	—	—	243	(641)
Variación de participaciones en sociedades sin pérdida de control	—	200	—	—	(200)	—
Total pasivos actividades de financiación	17.879	(797)	595	161	(943)	16.895
Derivados (activo)	(240)	653	(17)	(808)	168	(244)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	—	(385)	—	—	385	—
Total otros activos y pasivos	(240)	268	(17)	(808)	533	(244)
Total	17.639	(529)	578	(647)	(390)	16.651

⁽¹⁾ Correspondiente al saldo corriente y no corriente del balance de situación.

⁽²⁾ Incluye los préstamos con empresas consolidadas por el método de la participación. Incluye los préstamos con empresas consolidadas por el método de la participación. La variación se explica principalmente por la asignación de activos financieros de Repsol Sinopec Brasil, B.V. a sus socios.

En suma, el Efectivo y equivalentes de efectivo ha aumentado en 917 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2021 hasta alcanzar los 6.512 millones de euros. El Efectivo y equivalentes de efectivo forman parte de la Liquidez el Grupo (ver Nota 10).

OTRA INFORMACIÓN

[25] Compromisos y garantías

25.1] Compromisos contractuales

Los compromisos consisten en obligaciones incondicionales futuras (no cancelables o, si lo son, sólo bajo determinadas circunstancias) por acuerdos comerciales. Estos compromisos han sido cuantificados con las mejores estimaciones de Repsol, utilizando, en caso de no estar fijados contractualmente, precios y otras variables que son consistentes con las consideradas en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 3 y 20).

A 31 de diciembre de 2022, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Compromisos contractuales							
Millones de euros	2023	2024	2025	2026	2027	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	6.646	2.214	1.969	1.677	1.641	17.818	31.965
Gas natural ^{(1) (3)}	2.255	1.802	1.558	1.272	1.238	15.113	23.237
Crudo y otros ^{(2) (3)}	4.391	412	411	405	403	2.705	8.726
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.650	449	136	71	52	16	2.373
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	343	253	205	166	136	135	1.239
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	240	132	112	85	62	305	937
TOTAL	8.879	3.048	2.422	1.999	1.891	18.274	36.514

⁽¹⁾ Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado (GNL) en Norteamérica (con cláusulas "take or pay"). Estos contratos califican contablemente de "uso propio". Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo ("uso propio"), o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIIF 9 (ver Nota 9).

⁽²⁾ Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el grupo Pemex (vencimiento 2023), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento 2023).

⁽³⁾ Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	Unidad de medida	2023	2024	2025	2026	2027	Ejercicios posteriores	Total
Crudo	kbbbl	43.242	206	225	214	217	214	44.318
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	102	76	39	12	5	5	239
Gas natural licuado	Tbtu	114	129	166	166	166	2.011	2.752

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en EE.UU., España, Portugal, Colombia, Argelia, Chile y Noruega, por importe de (661), 516, 330, 288, 194, 112 y 111 millones de euros, respectivamente.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente compromisos para desarrollos tecnológicos futuros por importe de 566 millones de euros y compromisos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos por importe de 311 millones de euros.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica y Perú por importe aproximado de 834 millones de euros.

25.2] Garantías

En el curso de sus negocios, Repsol asume garantías de diversa naturaleza y contenido con terceros ajenos al Grupo o con compañías cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y asociadas). Las garantías no pueden considerarse como una salida cierta de recursos frente a terceros, ya que la mayoría de ellas se espera que llegarán a su vencimiento sin que se materialice ninguna obligación de pago. A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales consolidadas, la probabilidad de que se produzca un impacto significativo por un incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos es remota.

A 31 de diciembre de 2022, las garantías por cumplimiento de obligaciones más significativas son:

- Por el alquiler de 3 plataformas flotantes de producción para el desarrollo del campo BMS 9 en Brasil, el Grupo ha emitido las siguientes garantías: (i) una por 396 millones de dólares, correspondiente al 100% de las obligaciones de RSB (ver Nota 13), por la que Repsol dispone de una contragarantía de China Petrochemical Corporation por el 40% de participación de ésta en RSB, y (ii) dos adicionales, de 380 millones y 342 millones de dólares, correspondientes al 60% de participación del Grupo en RSB. Los importes garantizados se reducen anualmente hasta 2036 fecha de finalización de los contratos.
- Por el 51% de las garantías por desmantelamiento de RSRUK en el Mar del Norte, por importe de 547 millones de libras.

Adicionalmente, en línea con la práctica general de la industria, el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar por obligaciones surgidas en el curso ordinario de sus negocios y actividades, así como por las eventuales responsabilidades de sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental y aquellas otorgadas en la venta de activos.

Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad corresponden a un número limitado de garantías por importe de 133 millones de euros. En Venezuela existe una garantía indeterminada otorgada a favor de Cardón IV para cubrir el compromiso de suministro de gas hasta 2036 a PDVSA; en sentido contrario PDVSA ha otorgado una garantía a Cardón IV que cubre los derechos de cobro por el compromiso de suministro; también el Grupo ha otorgado una garantía a favor de la República de Venezuela para cubrir las obligaciones contraídas en el desarrollo de activos de gas en el país.

Las garantías de naturaleza medioambiental se formalizan en el curso normal de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, siendo remota la probabilidad de ocurrencia de las eventualidades cubiertas y sus cuantías no determinables.

Las garantías vivas por ventas de activos, otorgadas conforme a la práctica general de la industria, son poco significativas. Destacan aquellas otorgadas en la venta de activos de GNL a Shell en 2015.

[26] Operaciones con partes vinculadas

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y por éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

- a. Administradores y Directivos: entendiéndose como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo, que tienen consideración de "personal directivo" y las personas a ellos vinculadas a efectos de este apartado (ver Nota 28.4).
- b. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 13).

A continuación, se detallan los ingresos, gastos, otras transacciones y saldos registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Ingresos y gastos	2022				2021			
	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total
<i>Millones de euros</i>								
Gastos financieros	—	31	—	31	—	16	—	16
Arrendamientos	—	1	1	2	—	—	2	2
Recepciones de servicios	—	80	4	84	—	55	19	74
Compra de bienes ⁽²⁾	—	2.022	2	2.024	—	1.092	3	1.095
Otros gastos ⁽³⁾	—	22	—	22	—	97	—	97
TOTAL GASTOS	—	2.156	7	2.163	—	1.260	24	1.284
Ingresos financieros	—	98	—	98	—	67	—	67
Prestación de servicios	—	6	—	6	—	4	—	4
Venta de bienes ⁽⁴⁾	—	865	9	874	—	453	16	469
Otros ingresos	—	122	—	122	—	254	—	254
TOTAL INGRESOS	—	1.091	9	1.100	—	778	16	794

Otras transacciones	2022				2021			
	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total
<i>Millones de euros</i>								
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁵⁾	—	301	—	301	—	463	—	463
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestataria)	—	827	—	827	—	338	—	338
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	—	546	—	546	—	615	—	615
Garantías y avales recibidos	—	3	—	3	—	10	9	19
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	—	165	—	165	—	57	2	59
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	1	—	14	15	1	—	65	66
Otras operaciones ⁽⁹⁾	—	1.482	3	1.485	—	3.738	34	3.772

Saldos a cierre del periodo	2022				2021			
	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Accionistas significativos	Total
<i>Millones de euros</i>								
Clientes y Deudores comerciales	—	161	3	164	—	169	2	171
Préstamos y créditos concedidos	—	1.033	—	1.033	—	845	—	845
Otros derechos de cobro	—	105	—	105	—	92	—	92
TOTAL SALDOS DEUDORES	—	1.299	3	1.302	—	1.106	2	1.108
Proveedores y Acreedores comerciales	—	144	2	146	—	238	16	254
Préstamos y créditos recibidos ⁽¹⁰⁾	—	1.482	—	1.482	—	1.085	—	1.085
Otras obligaciones de pago	—	1	—	1	—	—	—	—
TOTAL SALDOS ACREEDORES	—	1.627	2	1.629	—	1.323	16	1.339

Nota: En 2022 las tablas de Gastos e Ingresos y Otras transacciones, incluyen las transacciones con el grupo Sacyr hasta junio.

- ⁽¹⁾ Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 28 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos que, en su caso, corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.
- ⁽²⁾ En 2022 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, fundamentalmente, compras de productos a Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a Repsol Sinopec Resources UK Ltd (RSRUK) por importe de 1.182 y 369 millones de euros, respectivamente (753 y 127 millones de euros en 2021).
- ⁽³⁾ Incluye principalmente suministros y dotaciones por riesgos de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 10.3 y 20.3).
- ⁽⁴⁾ En 2022 y 2021 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, principalmente, ventas de producto a Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y Grupo Dynasol por importe en 2022 de 599 y 201 millones de euros y en 2021 de 279 y 152 millones de euros, respectivamente.
- ⁽⁵⁾ Incluye los préstamos concedidos y nuevas disposiciones de las líneas de crédito en el periodo, así como las aportaciones de capital a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación.
- ⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente las garantías concedidas a los negocios conjuntos en Reino Unido, emitidas en el curso normal de las operaciones para cubrir las obligaciones de desmantelamiento de plataformas offshore en el mar del Norte.
- ⁽⁷⁾ Corresponde a los compromisos de compras, inversión o gasto adquiridos en el periodo (ver Nota 25).
- ⁽⁸⁾ En 2022, los importes consignados como "Dividendos y otros beneficios distribuidos" incluyen los importes correspondientes al dividendo en efectivo pagado en enero de 2022 y en 2021, los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerradas en enero de 2022, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible", así como el dividendo en efectivo pagado en julio (ver Nota 6.3).
- ⁽⁹⁾ En 2022 y 2021 "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye fundamentalmente amortizaciones y/o cancelaciones de garantías o préstamos concedidos a los negocios conjuntos en Reino Unido y de los acuerdos de financiación (ver nota de tabla siguiente).
- ⁽¹⁰⁾ En 2022 incluye, fundamentalmente, pasivos financieros con Repsol Sinopec Resources UK Ltd (RSRUK) y BPRY Caribbean Ventures, LLC. por importe de 986 y 335 millones de euros (673 y 316 millones de euros en 2021 en RSRUK y Equion respectivamente).

[27] Obligaciones con el personal

27.1] Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de modalidad mixta adaptados a la legislación vigente. En concreto, se trata de planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento. En el caso de las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento, los planes de pensiones tienen contratadas pólizas de seguro con una entidad externa.

El coste anual cargado en la cuenta de “*Gastos de personal*” de la cuenta de pérdidas y ganancias en relación con los planes de aportación definida ha ascendido a 46 y 47 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente.

Para los directivos del Grupo en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado “*Plan de Previsión de Directivos*” para cubrir la jubilación, la incapacidad permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario base de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos suscritos con una entidad aseguradora que financia y exterioriza los compromisos correspondientes a las aportaciones y la rentabilidad garantizada.

El coste por este plan, registrado en el epígrafe “*Gastos de personal*” de la cuenta de pérdidas y ganancias, en los ejercicios 2022 y 2021 ha ascendido a 15 y 16 millones de euros, respectivamente.

27.2] Planes de pensiones de prestación definida

Determinados colectivos tienen reconocidos planes de pensiones de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente total o absoluta, gran invalidez y fallecimiento para los que existen pólizas de seguro contratadas con una entidad externa. El importe total cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias del Grupo en 2022 y 2021 ha sido un ingreso de 4 millones de euros y 10 millones de euros de gasto, respectivamente, y las provisiones reconocidas en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2022 y 2021 a 62 y 80 millones de euros, respectivamente (ver Nota 15).

No se esperan impactos significativos en los estados financieros del Grupo, por la valoración de las provisiones reconocidas por dichos planes, como consecuencia de las hipótesis utilizadas (tasa de inflación, tipos de interés y cambio ...) en el nuevo escenario macroeconómico impactado por la invasión rusa en Ucrania.

27.3] Programa de incentivo a largo plazo

Plan de fidelización dirigido a directivos y otras personas con responsabilidad, consistente en la fijación de un incentivo a largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer el vínculo con los intereses de los accionistas, basados en la sostenibilidad de los resultados a medio y largo plazo y en el cumplimiento de su Plan Estratégico, al mismo tiempo que favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los Programas 2019-2022, 2020-2023, 2021-2024 y 2022-2025. El Programa 2018-2021 se ha cerrado y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en 2022.

Los cuatro Programas son independientes entre sí y el cumplimiento de los objetivos ligados a cada uno de ellos otorga a sus beneficiarios el derecho a la percepción del incentivo en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, la percepción está ligada a la permanencia del beneficiario en el Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las bases del mismo.

El plan 2019-2022 no implica la entrega de acciones u opciones, salvo por lo que se refiere al Consejero Delegado, a quien se le abona parcialmente en acciones el importe correspondiente. A este respecto, el importe del Incentivo a Largo Plazo 2019-2022 se abonará al Consejero Delegado en una proporción de 70% en efectivo y 30% en acciones, de forma que percibirá 809.712 euros en metálico y 10.845 acciones de la Sociedad equivalentes a 160.010 euros.

De conformidad con lo previsto en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, el número final de acciones que recibirá el Consejero Delegado se calcula en función de: (i) el importe que efectivamente le corresponde abonar tras aplicar los impuestos (o retenciones), y (ii) la media ponderada por volumen diario de las cotizaciones medias ponderadas de la acción de Repsol correspondientes a las quince sesiones bursátiles anteriores al viernes, exclusive, de la semana previa a la fecha en

que se acuerde, por el Consejo de Administración, el abono del Incentivo de cada uno de los Planes para el Consejero Delegado.

Por su parte, los planes 2020-2023, 2021-2024 y 2022-2025 se diferencian del Programa anterior en el derecho de los beneficiarios a percibir un “incentivo en metálico” y un determinado número de “Performance Shares”, que darán derecho a recibir, transcurrido el periodo de medición del Plan y sometido al desempeño de determinadas métricas, acciones de Repsol, S.A.

Para asumir estos compromisos se han reconocido gastos por importe de 25 y 21 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente, siendo la obligación pendiente de desembolso acumulada a 31 de diciembre de 53 y 49 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente.

27.4] Planes de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo y de Adquisición de Acciones

i.) “Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo”

Este Plan permite invertir en acciones hasta el 50% del importe bruto del Incentivo a Largo Plazo para fomentar el alineamiento de sus beneficiarios (entre los que se encuentra el Consejero Delegado y resto de miembros del Comité Ejecutivo) con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregará una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

En el caso de la Alta Dirección (Consejero Delegado y resto de miembros del Comité Ejecutivo), se establece un requisito adicional de desempeño para la entrega de las acciones adicionales, consistente en alcanzar un nivel de cumplimiento global de los objetivos establecidos en el Programa de Incentivo a Largo Plazo cerrado en el ejercicio precedente a la fecha de entrega de las acciones, igual o superior al 75%.

Actualmente, se encuentran vigentes los siguientes ciclos del Plan:

Plan compra de acciones de programas de incentivo a largo plazo	Número de participaciones	Inversión Inicial total (no de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Décimo ciclo (2020-2023) ⁽¹⁾	238	340.537	8,4935	113,512
Undécimo ciclo (2021-2024) ⁽²⁾	180	200.997	11,0414	66.999
Duodécimo ciclo (2022-2025) ⁽³⁾	214	134.064	15,1098	44.652

⁽¹⁾ Incluye 14.743 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2016-2019. De acuerdo con la Política de Remuneración de los Consejeros, las acciones que se entreguen a los Consejeros Ejecutivos en virtud de cada plan de retribución variable a largo plazo podrán computarse a los efectos de la inversión en acciones a que se refiere el Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo.

⁽²⁾ Incluye 19.337 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2017-2020.

⁽³⁾ Incluye 13.184 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2018-2021.

Las acciones adquiridas en el duodécimo ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo, incluyendo al Consejero Delegado, han sido 48.756 acciones.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2022 y 2021, se ha registrado un gasto en el epígrafe “Gastos de personal” con contrapartida en el epígrafe “Otros instrumentos de patrimonio” del Patrimonio Neto por importe de 0,44 millones de euros.

Adicionalmente, con fecha 3 de junio de 2022 se ha cumplido el periodo de consolidación del noveno ciclo del Plan (2019-2022). Como consecuencia de ello, 166 beneficiarios consolidaron derechos a la entrega de un total de 60.793 acciones (44.653 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo y el Consejero Delegado han consolidado derechos a la entrega de 26.915 acciones (18.416 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta).

ii.) “Planes de Adquisición de Acciones”

Desde 2011 la Compañía ha venido implementando, con carácter anual, un plan de adquisición de acciones dirigido a la totalidad de los empleados del Grupo en España. Estos planes permiten a aquéllos que lo deseen, percibir parte de su retribución en acciones con el límite anual de 12.000 euros. Las acciones de Repsol, S.A. se valoran al precio de cierre de la acción en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega.

Durante el ejercicio 2022 el Grupo ha adquirido 761.243 acciones (1.032.481 acciones en 2021) de Repsol, S.A. por importe de 9,8 millones de euros (11 millones de euros en 2021) para su entrega a los empleados (ver Nota 6).

Los miembros del Comité Ejecutivo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2022 un total de 7.052 acciones.

iii.) “Plan Global de Compra de Acciones para empleados: TU REPSOL”

En 2020 se puso en marcha el Plan TU REPSOL, el cual permitía a todos los empleados destinar un importe de su remuneración a la compra de acciones de la Compañía y recibir una acción gratuita por cada dos adquiridas inicialmente, siempre y cuando éstas se mantengan durante un periodo de 2 años y se cumplan el resto de condiciones del Plan.

Los actuales miembros del Comité Ejecutivo adquirieron en 2020 en el Plan TU REPSOL un total de 1.232 acciones que, conforme a los términos previstos en el Plan, darán derecho a percibir un total de 616 acciones en febrero de 2023.

Las acciones a entregar en estos planes i.), ii.) y iii.) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos.

[28] Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo

28.1] Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad fijada a tal efecto por la Junta General Ordinaria de Accionistas o en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, correspondiendo al Consejo de Administración la determinación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta las funciones y responsabilidades atribuidas a cada uno de ellos, la pertenencia a comisiones, los cargos desempeñados dentro del Consejo y demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 26 de marzo de 2021, es de 8,5 millones de euros.

Las retribuciones devengadas en el ejercicio 2022 por su pertenencia al Consejo de Administración y con cargo a la mencionada asignación estatutaria han ascendido a 6,931 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)								
	Consejo	C. Delegada	Consejero Independiente Coordinador	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	Total
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	2.500.000	—	—	—	—	—	—	2.500.000
Josu Jon Imaz	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
Arantza Estefanía Larrañaga	176.594	—	—	—	—	22.074	44.149	242.817
María Teresa García-Milá Lloveras	176.594	—	—	88.297	22.074	—	—	286.965
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
M ^a del Carmen Ganyet i Cirera ⁽²⁾	176.594	117.729	—	29.432	8.278	7.358	—	339.391
Ignacio Martín San Vicente ⁽³⁾	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
Manuel Manrique Cecilia ⁽⁴⁾	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
Mariano Marzo Carpio	176.594	—	22.074	58.865	8.278	7.358	44.149	317.318
Isabel Torremocha Ferrezuelo	176.594	—	—	88.297	—	—	44.149	309.040
Emiliano López Achurra ⁽⁵⁾	176.594	—	—	—	22.074	14.716	44.149	257.533
Aurora Catá	176.594	—	—	88.297	22.074	22.074	—	309.039
J. Robinson West	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
Iván Martín Uliarte ⁽⁶⁾	132.446	117.729	—	—	—	—	—	250.175
Luis Suárez de Lezo Mantilla	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir en 2022 ha ascendido a: (i) 176.594 euros por pertenencia al Consejo de Administración, (ii) 176.594 euros por pertenencia a la Comisión Delegada, (iii) 88.297 euros por pertenencia a la Comisión de Auditoría y Control; (iv) 44.149 euros por pertenencia a la Comisión de Sostenibilidad; (v) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Nombramientos, (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones, y (vii) 22.074 euros por la función de Consejero Independiente Coordinador.

- ⁽¹⁾ Las condiciones retributivas del Sr. Brufau como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración consisten en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,311 millones de euros.
- ⁽²⁾ La Junta General de Accionistas aprobó el 6 de mayo de 2022 la reelección de la Sra. Ganyet i Cirera como Consejera.
- ⁽³⁾ La Junta General de Accionistas aprobó el 6 de mayo de 2022 la reelección del Sr. Martín San Vicente como Consejero.
- ⁽⁴⁾ El Consejo de Administración aprobó el 29 de junio de 2022 la reelección del Sr. Manrique Cecilia como Consejero Independiente.
- ⁽⁵⁾ La Junta General de Accionistas aprobó el 6 de mayo de 2022 la reelección del Sr. López Achurra como Consejero.
- ⁽⁶⁾ La Junta General de Accionistas aprobó el 6 de mayo de 2022 la reelección del Sr. Martín Uliarte como Consejero.

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada.
- Los consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior y no participan de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro ni de los planes de incentivos ligados al desempeño de la Compañía, a corto o largo plazo. Respecto del Presidente del Consejo de Administración, véase la nota 1 del cuadro Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración de este apartado.
- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en el caso del Consejero Delegado, para quien rige los compromisos previstos en su contrato mercantil de prestación de servicios, descrito más adelante.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

En el ejercicio 2022, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

Millones de euros	D. Josu Jon Imaz
Remuneración monetaria fija	1,200
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,574

⁽¹⁾ Incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico, así como la retribución variable anual y a largo plazo y las acciones adicionales correspondientes a la liquidación del noveno ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 27.3.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado d) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2022 por la pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas, de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante asciende a 0,649 millones de euros, de acuerdo al siguiente detalle:

	Millones de euros
Arantza Estefanía Larrañaga	0,030
Emiliano López Achurra	0,619

d) Por aportaciones a planes de pensiones y planes de previsión.

El coste incurrido en el ejercicio 2022 por las aportaciones a planes de pensiones y a planes de previsión del Consejero Delegado en el Grupo asciende a:

	Millones de euros
Josu Jon Imaz	0,254

e) Plan de Compra de acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo

El 3 de junio de 2022 se cumplió el periodo de consolidación del noveno ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 27.4). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 14.969 acciones brutas, valoradas a un precio de 15,95 euros por acción.

28.2] Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2022, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

28.3] Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2022, los Consejeros de Repsol no han realizado con la Sociedad dominante o con sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado se encuentra adherido a los ciclos 2020-2023, 2021-2024 y 2022-2025 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 27.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2022 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos relativos a operaciones vinculadas, a la ratificación y reelección de Consejeros, así como a la designación de cargos en el seno del Consejo de Administración y sus comisiones, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, el Consejero Delegado no ha participado en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

28.4] Retribuciones del personal directivo

a) Alcance

Repsol considera "*personal directivo*" a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2022, un total de 12 personas han formado parte del Comité Ejecutivo. Esta calificación, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad dominante (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

A continuación, se detallan las remuneraciones devengadas en 2022 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo, durante el tiempo que han ocupado dicha posición. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre "*personal directivo*" no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de consejeros de Repsol, S.A. (información incluida en el apartado 1 de esta nota).

b) Sueldos y salarios, plan de previsión de directivos, fondo de pensiones y primas de seguros.

En el ejercicio 2022, la retribución devengada responde al siguiente detalle:

	<i>Millones de euros</i>
Sueldo	5,122
Dietas	0,068
Remuneración Variable ⁽¹⁾	6,457
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,580
Plan de previsión de directivos	1,054

⁽¹⁾ Consta de un bono anual y de un bono plurianual, calculados como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

⁽²⁾ Incluye los derechos consolidados a la entrega de 11.949 acciones brutas adicionales correspondientes al noveno ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 15,95 euros por acción, equivalente a 190.581 euros brutos. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 27), junto con las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez, que han ascendido a 0,137 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2022, Repsol, S.A. tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,111 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,10% durante el presente ejercicio.

28.5) Indemnizaciones al personal directivo

Los miembros del personal directivo tienen reconocido el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en sus contratos.

El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo para garantizar dichas prestaciones a los miembros del Comité Ejecutivo con la categoría de Director General, así como a los consejeros que han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2022, ningún miembro del personal directivo de la Compañía ha percibido indemnización alguna por extinción del contrato.

28.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2022, los miembros del Comité Ejecutivo no han realizado con la Sociedad dominante o con las Sociedades del Grupo ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario o en condiciones distintas del estándar para clientes o de las normales de mercado.

Adicionalmente, los miembros del Comité Ejecutivo se encuentran adheridos a los ciclos 2020-2023, 2021-2024 y 2022-2025 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 27.3.

28.7) Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2022, el Grupo tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la Nota 28.4 a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 4,4 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

[29] Otra información

29.1) Inversión, gastos y provisiones medioambientales⁴⁹

Las inversiones medioambientales en 2022⁵⁰ han ascendido a 115 millones de euros (51 millones de euros calificadas “obra en curso” a 31 de diciembre). Destacan las destinadas a cumplir con los compromisos adquiridos por la Compañía respecto a la transición energética (ahorro de energía, eficiencia energética o uso de residuos como materia prima), a la gestión y optimización del consumo de agua, a la reducción de las emisiones a la atmósfera y a la remediación de suelos⁵¹. Los gastos medioambientales, que se registran en los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”, excluyendo los gastos por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂, ver Nota 15, han ascendido a 82 y 76 millones de euros en 2022 y 2021, respectivamente. En 2022 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 29 millones de euros en las instalaciones industriales (19 millones de euros en 2021); la gestión del agua por importe de 17 millones de euros (17 millones de euros en 2021) y la gestión de los residuos por importe de 15 millones de euros (16 millones de euros en 2021).

Las provisiones por actuaciones medioambientales⁵² a 31 de diciembre de 2022 asciende a 141 millones de euros, que incluye los pagos estimados derivados del derrame de petróleo producido en la Refinería de la Pampilla, S.A.A. por las actividades de contención, limpieza, remediación (ver apartado siguiente). Adicionalmente, el Grupo tiene registradas provisiones por desmantelamiento de campos de sus activos y de sus complejos industriales (ver Nota 15).

⁴⁹ Los conceptos identificados como naturaleza medioambiental, se entienden aquellos cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medioambiente. Los criterios para su valoración se hacen conforme a los criterios técnicos del Grupo basados en las directrices emitidas por el American Petroleum Institute (API).

⁵⁰ Para información complementaria sobre las inversiones del Grupo en negocios de generación baja en carbono véase los apartados 5.3 y 6. del Informe de gestión consolidado 2022, y respecto a las inversiones de las actividades del Grupo que contribuyen los objetivos de mitigación y adaptación al cambio climático conforme a la Taxonomía de Finanzas Sostenibles de la Unión Europea véase el Anexo V.e) del citado Informe.

⁵¹ En 2022 destacan de manera singular las realizadas en los complejos industriales, en Química la adecuación del vertido de OPSM al BREF y el avance de la ingeniería del proyecto de adecuación de 80.000 toneladas de aceite de pirolisis en Tarragona que permitirá generar plásticos con ciclo de vida circular, y en Refino, la motorización de compresores accionados previamente por vapor en la unidad de platformado de Cartagena, del coquer de Puertollano y de HD3 de Bilbao, la reducción de las emisiones de antorcha instalando sistema de recuperación de los gases descargados a la misma y la de reducción de los consumos de agua.

⁵² Repsol provisiona los importes necesarios para prevenir y reparar los efectos causados sobre el medioambiente, cuya estimación se realiza con base a criterios técnicos y económicos. Estos importes se presentan en los epígrafes “Provisiones corrientes y no corrientes” del balance de situación y en la columna “Otras provisiones” del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 15.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

Riesgos medioambientales -derrame en Perú-

El 15 de enero de 2022 se produjo un derrame de petróleo en las instalaciones de la Terminal Multiboyas N.º 2 de la Refinería de la Pampilla, S.A.A. mientras se efectuaba una descarga de crudo desde el buque *Mare Doricum* al producirse un movimiento incontrolado de dicho buque.

El derrame ha generado impacto en poblaciones y entorno naturales, así como en especies marinas de las costas peruanas, habiéndose completado a la fecha la primera operación de limpieza de las áreas afectadas. Según OEFA, de las 97 formaciones costeras impactadas, 26 se consideran limpias mientras que 71 requieren de un plan de rehabilitación que está siendo trabajado y que deberá presentarse en el plazo de máximo 1 año. No obstante, Repsol ha presentado diferentes estudios tanto internos como externos que demuestran que la limpieza ha sido efectiva, excepto en sitios inaccesibles como Pasamayo donde se aplican otras técnicas de limpieza acordes con la geografía. Dicho esto, la evidencia técnica realizada por la empresa y presentada a la autoridad, concluyen presencia de hidrocarburo por debajo de los estándares de calidad ambiental que representan riesgo a la salud y al medio ambiente, esto indicaría que la pesca podría reanudarse, así como las actividades recreacionales y comerciales en las playas accesibles. Actualmente las autoridades están haciendo un nuevo monitoreo para confirmar la situación y determinar el retorno de actividades.

En lo que a Comunidades se refiere, vale resaltar que a la fecha más de 9.800 personas de un total de 10.300 beneficiarios incluidos en el padrón consensuado con la Presidencia del Consejo de Ministros, ha recibido adelantos de compensación. Y de este padrón con más de 7.000 personas se han alcanzado acuerdos de compensación total.

Los gastos reconocidos en la cuenta de pérdidas y ganancias para cubrir los daños causados por el incidente, tales como actividades de contención, limpieza, remediación, indemnizaciones a partes afectadas y otros costes relacionados, se estima superarían los 300 millones de dólares. A 31 de diciembre los costes pendientes de pago ascienden a 178 millones de dólares (ver Nota 15). Estos pagos pueden variar por diversas circunstancias inherentes al avance de las actividades planeadas, así como por la evolución de los procedimientos administrativos sancionadores cuyos resultados dependerán de las conclusiones que se obtengan de las investigaciones aún en curso.

Repsol cuenta con pólizas de seguro con coberturas relativas a las consecuencias de este evento, y actualmente viene coordinando con los gabinetes periciales (ajustadores) nombrados por las empresas de seguros las actuaciones a seguir. A diciembre se han cobrado de dichas compañías de seguros, anticipadamente, 34 millones de dólares a cuenta de la indemnización asociada al incidente.

Sin perjuicio de las iniciativas que pudieran tomarse contra quien resulte responsable del derrame, Refinería La Pampilla, S.A.A. ratifica su compromiso de continuar mitigando y remediando sus efectos, así como de trabajar con las autoridades y las comunidades afectadas y de responder de la manera más efectiva ante la ciudadanía con total transparencia. La compañía también ha declarado su intención de desarrollar proyectos sociales y sostenibles para contribuir a la recuperación económica en las zonas afectadas. Ya se vienen implementando proyectos de ayuda social en dichos distritos.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

Para más información adicional sobre los litigios en curso derivados del derrame, véase la Nota 15.2. En relación los impactos sobre el medioambiente del derrame y las acciones para mitigarlos, véase los apartados 6.4.3 Respeto de los derechos humanos y relación con las comunidades y 6.5.3 Gestión de derrames del Informe de gestión consolidado 2022.

29.2] Plantilla⁵³

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2022 asciende a 23.770, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.283), Sudamérica (3.437), Norteamérica (1.143), Europa, África y Brasil (1.795) y Asia (112). La plantilla media en el ejercicio 2022 ha ascendido a 23.866 empleados (23.931 empleados en 2021).

⁵³ Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de los empleados véase el apartado 6.4 de Informe de gestión consolidado 2022.

A continuación se desglosa la plantilla⁵⁴ total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2022 y 2021:

Categorías profesionales por género	2022		2021	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	176	45	184	46
Jefes Técnicos	1.507	750	1.540	733
Técnicos	6.386	3.602	6.681	3.612
Operarios y subalternos	6.367	4.937	6.419	4.685
Total	14.436	9.334	14.824	9.076

El Grupo Repsol cuenta a 31 diciembre de 2022 con un total de 486 trabajadores con discapacidad (2,04% de la plantilla).

En España en 2022, de acuerdo con el cómputo legal definido por la Ley General de Derechos de las Personas con Discapacidad y de su Inclusión Social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,16% de la plantilla, siendo 375 empleados por contratación directa.

29.3) Remuneración a los auditores

Los honorarios por servicios de auditoría y otros servicios distintos prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. y las sociedades de su red (PwC), así como aquellos prestados por otras firmas auditoras, se presentan a continuación:

Honorarios de auditoría (auditor principal)	Millones de euros	
	2022	2021
Servicios de auditoría	7,1	6,0
Otros servicios distintos:	1,6	1,4
Relacionados con la auditoría	1,6	1,4
Fiscales	—	—
Otros	—	—
Total⁽¹⁾	8,7	7,4

⁽¹⁾ Los honorarios aprobados en 2022 de PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (excluyendo las sociedades de su red) por Servicios de auditoría y otros servicios distintos ascienden a 5,4 millones de euros y a 1,4 millones de euros, respectivamente.

El epígrafe de "Servicios de auditoría" incluye los honorarios correspondientes a la auditoría de las Cuentas Anuales individuales y consolidadas de Repsol, S.A. y de las sociedades que forman parte de su Grupo.

El epígrafe de "Otros servicios distintos" incluye servicios profesionales relacionados con la auditoría, principalmente, la revisión del Sistema del Control Interno de Información Financiera, la revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos consolidados, verificaciones y certificaciones para socios y organismos oficiales, informes para emisión de obligaciones y otros valores negociables (*Comfort letters*), así como la verificación de la información no financiera del Informe de gestión consolidado 2022. No se han prestado servicios fiscales- ni otro tipo de servicios distintos de los relacionados con la auditoría.

29.4) Reforma del tipo de interés

En relación con el proceso de transición a nuevos tipos de interés de referencia actualmente en curso en diferentes jurisdicciones a nivel mundial, el Grupo ha realizado una revisión de los de contratos alcanzados de acuerdo al calendario previsto para la reforma, afectando principalmente a préstamos y líneas de crédito.

En relación con el proceso de transición, los nuevos contratos incorporan la referencia a tasas sustitutivas libres de riesgo (*risk free rates*), salvo en casos excepcionales cuando las tasas así lo permiten (renovaciones de contratos celebrados con anterioridad al 1 de enero de 2022 referenciados al USD LIBOR), y en todo caso se incluyen cláusulas específicas que regulan los supuestos de cese permanente. En relación con los contratos previamente existentes referenciados a USD LIBOR, que continuarán vigentes después de la fecha definitiva de cese (30 de junio de 2023), se está realizando la transición a las nuevas tasas de acuerdo con el plan desplegado por la compañía para su finalización en el plazo requerido. Se ha finalizado la transición de todos los contratos que estuvieran referenciados a GBP Libor a la nueva tasa correspondiente (SONIA), cuya fecha de cese fue el 31 de diciembre de 2022.

⁵⁴ De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007.

Esta reforma no ha supuesto un cambio en la política de gestión del riesgo financiero de tipo de interés del Grupo.

A continuación se desglosan los principales activos y pasivos financieros referenciados a tasas LIBOR a 31 de diciembre de 2022 en los que el tipo de interés es un elemento principal del contrato:

Activos y pasivos financieros a tasas LIBOR	31/12/2022
Millones de euros	Importe /Nocional
Activos Financieros ⁽¹⁾:	
USD LIBOR	898
Pasivos Financieros ⁽²⁾:	
USD LIBOR	489

NOTA: No incluye activos y pasivos de naturaleza comercial.

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente cuentas corrientes, depósitos y créditos netos de deterioro ligados a la financiación en Venezuela (ver Nota 8).

⁽²⁾ Incluye fundamentalmente préstamos.

29.5) Otra información anual

Junto con las presentes Cuentas Anuales consolidadas Repsol publica información anual que se encuentra disponible en la página web de Repsol (www.repsol.com):

- Informe de gestión consolidado 2022, que incluye el Estado de Información No Financiera, el Informe Anual de Gobierno Corporativo y el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros.
- Medidas alternativas de rendimiento (MAR).
- Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.
- Informe de pagos a Administraciones Públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

[30] Hechos posteriores

En 2023 y antes de la publicación del presente informe destacan los siguientes acontecimientos:

- El 20 de enero de 2023, Repsol International Finance B.V. (RIF) ha anunciado una oferta parcial de recompra en efectivo de un bono emitido en marzo de 2015 por 1.000 millones de euros, vencimiento marzo de 2075 y cupón anual del 4,5% (ver Nota 7.2, ISIN del bono XS1207058733). El precio de la oferta de recompra ha sido del 98,7% sobre el valor nominal más el cupón corrido. Titulares de bonos por un importe nominal de 229 millones de euros acudieron a la oferta, resultando en la adquisición por RIF y posterior amortización de un 22,9% de la emisión. El 30 de enero de 2023 RIF ha abonado a los aceptantes de la oferta de recompra un total de 235 millones de euros en efectivo, dando de baja del balance de situación los bonos recomprados y cancelados.
- En el procedimiento seguido ante el Juzgado Central de Instrucción nº 6 de la Audiencia Nacional en relación con la contratación de la empresa Centro Exclusivo de Negocios y Transacciones, S.L. (Cenyt), por Autos de fecha 30 de enero de 2023, la Sala Penal de la Audiencia Nacional ha confirmado el sobreseimiento y archivo de las actuaciones con respecto a Repsol, S.A., su Presidente, el Consejero Secretario y dos ex directivos. La Sala señala en estos Autos que son firmes y ya no cabe la interposición de recurso alguno contra los mismos.

La Sala concluye que no ha existido ilicitud ni irregularidad alguna en las conductas de las personas físicas mencionadas y reconoce, respecto de Repsol, la profunda cultura de cumplimiento normativo que imperaba en la Compañía y que, incluso con anterioridad a la introducción de disposiciones legales específicas de obligado cumplimiento, se dotó de un código de ética y conducta y de normas internas específicas de debido control para todos sus empleados, directivos y colaboradores, a la altura de los más avanzados y exigentes estándares internacionales.

- El 15 de febrero de 2023, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. ha acordado implementar un programa de recompra de acciones propias por un máximo de 35 millones de acciones y proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una reducción de capital mediante la amortización de 50 millones de acciones propias. Para más información sobre la remuneración al accionista en 2023 véase la Nota 6.3.

Anexo I: Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE⁵⁵

Magnitudes de la Cuenta de pérdidas y ganancias

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

Millones de euros												
Resultados	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto patrimonial ⁽²⁾		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<i>Resultados</i>												
Resultado de explotación	10.648 ⁽¹⁾	4.372 ⁽¹⁾	(1.819)	(541)	(3.072)	(1.173)	103	1.099	(4.788)	(615)	5.860	3.757
Resultado financiero	86	(315)	178	137	67	449	—	—	245	586	331	271
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	(22)	(3)	1.030	314	(19)	(10)	—	—	1.011	304	989	301
Resultado antes de impuestos	10.712	4.054	(611)	(90)	(3.024)	(734)	103	1.099	(3.532)	275	7.180	4.329
Impuesto sobre beneficios	(3.938)	(1.590)	611	90	517	(22)	(25)	(279)	1.103	(211)	(2.835)	(1.801)
Resultado consolidado del ejercicio	6.774	2.464	—	—	(2.507)	(756)	78	820	(2.429)	64	4.345	2.528
Resultado atribuido a minoritarios	(113)	(10)	—	—	22	4	(3)	(23)	19	(19)	(94)	(29)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	6.661	2.454	—	—	(2.485)	(752)	75	797	(2.410)	45	4.251	2.499

⁽¹⁾ Resultado de las operaciones continuadas a coste 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.

Los ingresos de las actividades ordinarias por segmentos entre clientes y operaciones entre segmentos se incluyen a continuación:

Millones de euros												
Ingresos por segmentos	Ingresos de las actividades ordinarias ⁽³⁾		Resultados de las operaciones		Dotación a la amortización del inmovilizado ⁽²⁾		Ingresos / (gastos) por deterioros		Rdo. entidades valoradas por método participación		Impuesto sobre beneficios	
<i>Segmentos</i>	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Exploración y Producción	10.712	6.809	5.705	3.027	(1.655)	(1.319)	(773)	(1.028)	28	9	(2.703)	(1.348)
Industrial	61.848	39.956	4.315	792	(827)	(824)	(2.070)	11	(3)	3	(1.071)	(197)
Comercial y Renovables	34.185	21.891	809	761	(417)	(353)	(159)	5	(42)	(12)	(203)	(188)
Corporación	(28.021)	(16.526)	(181)	(208)	(36)	(66)	(3)	(24)	(5)	(3)	39	143
Magnitudes Ajustadas⁽¹⁾	78.724	52.130	10.648	4.372	(2.935)	(2.562)	(3.005)	(1.036)	(22)	(3)	(3.938)	(1.590)
Ajustes:												
Exploración y Producción	(3.763)	(1.800)	(2.236)	(1.330)	573	536	320	373	987	268	510	330
Industrial	(432)	(374)	(2.327)	877	13	12	—	—	24	31	455	(441)
Comercial y Renovables	(290)	(211)	(168)	72	10	10	12	—	—	5	20	(38)
Corporación	914	—	(57)	(234)	—	—	—	—	—	—	118	(62)
MAGNITUDES NIIF-UE	75.153	49.745	5.860	3.757	(2.339)	(2.004)	(2.673)	(663)	989	301	(2.835)	(1.801)

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4.

⁽²⁾ Incluye la amortización de sondeos fallidos. Para más información véase Nota 20.

⁽³⁾ Corresponde a la suma de los epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” (ver Nota 19.1). Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

Millones de euros						
Ingresos de las actividades ordinarias por segmentos	Clientes		Intersegmento		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
	Exploración y Producción	7.484	4.924	3.228	1.885	10.712
Industrial	37.315	25.502	24.533	14.454	61.848	39.956
Comercial y Renovables	33.925	21.703	260	188	34.185	21.891
Corporación	—	1	8	2	8	3
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	—	—	(28.029)	(16.529)	(28.029)	(16.529)
TOTAL	78.724	52.130	—	—	78.724	52.130

⁵⁵ Algunas de las magnitudes presentadas en este Anexo tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA). Para más información, véase el Anexo II del Informe de gestión consolidado 2022.

Magnitudes de Balance

Millones de euros

Segmentos	Activos no corrientes		Inversiones de explotación ⁽²⁾		Capital empleado ⁽³⁾		Inversiones contabilizadas por el método de la participación	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Exploración y Producción	16.891	16.746	2.127	1.223	12.282	12.348	188	146
Industrial	7.274	8.674	1.025	859	11.108	11.163	73	9
Comercial y Renovables	5.205	4.727	925	829	4.667	4.451	370	376
Corporación	660	608	105	83	172	594	51	39
MAGNITUDES AJUSTADAS⁽¹⁾	30.030	30.755	4.182	2.994	28.229	28.556	682	570
Ajustes								
Exploración y Producción	(4.581)	(4.653)	(236)	(493)	518	(127)	3.197	2.591
Industrial	(185)	(168)	(26)	(33)	(25)	(22)	259	234
Comercial y Renovables	(115)	(117)	(108)	19	3	4	164	159
Corporación	—	—	1	—	(1)	—	—	—
MAGNITUDES NIIF-UE	25.149	25.817	3.813	2.487	28.724	28.411	4.302	3.554

⁽¹⁾ Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 4.

⁽²⁾ Se excluyen las "Inversiones financieras no corrientes", "Activos por impuesto diferido" y "Otros activos no corrientes".

⁽³⁾ Incluye el capital empleado correspondiente a los negocios conjuntos, las partidas correspondientes al activo no corriente no financiero, el fondo de maniobra operativo y otras partidas del pasivo no financieras.

Flujo de caja

La conciliación entre el flujo de caja de las operaciones y el flujo de caja libre con el Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Flujo de caja	A 31 Diciembre					
	Flujo de caja libre		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	8.923	5.453	(1.091)	(776)	7.832	4.677
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(3.712)	(2.614)	(391)	(319)	(4.103)	(2.933)
Flujo de caja libre (I+II)	5.211	2.839	(1.482)	(1.095)	3.729	1.744

Deuda neta

La conciliación entre la deuda neta y el Balance de Situación NIIF-UE a 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Deuda neta	Deuda Neta		Reclasificación Negocios Conjuntos		Balance NIIF-UE	
	2022	2022	2022	2022	2022	2022
<i>Millones de euros</i>						
Activo no corriente						
Instrumentos financieros no corrientes ^{(1) (2)}		688		667		1.355
Activo corriente						
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾		3.148		(91)		3.058
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes		6.945		(433)		6.512
Pasivo no corriente						
Pasivos financieros no corrientes ⁽²⁾		(9.540)		(590)		(10.130)
Pasivo corriente						
Pasivos financieros corrientes ⁽²⁾		(3.497)		(48)		(3.546)
DEUDA NETA⁽³⁾		(2.256)		(495)		(2.751)

⁽¹⁾ Importes incluidos en el epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación.

⁽²⁾ Incluye arrendamientos netos no corrientes y corrientes por importe de -3.043 y -643 millones de euros respectivamente según el modelo de Reporting y -2.395 y -511 millones de euros respectivamente según balance NIIF-UE.

⁽³⁾ Las reconciliaciones de períodos anteriores de esta magnitud están disponibles en www.repsol.com.

Anexo II: Estructura societaria del Grupo

Anexo IIA: Sociedades que configuran el Grupo

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2022					
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
UPSTREAM									
504744 Alberta, Ltd.	Repsol Canada Energy Partnership	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(7)	—	
7308051 Canada, Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	113	307	
8441251 Canada, Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	18	16	
8787352 Canada, Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L. ⁽²³⁾	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2	
Agri Development, B.V. ⁽¹⁵⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	6,00	10,00	—	—	
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	—	—	
BP Trinidad & Tobago, Ll. ⁽¹⁵⁾	BPRY Caribbean Ventures, Ll.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	100,00	—	—	
BPRY Caribbean Ventures, Ll. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración, S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	30,00	1.117	2.924	
Cardón IV, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	316	4	
Edwards Gas Services, Ll.	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	79	124	
Equion Energía, Ltd. ⁽¹⁴⁾	Repsol, S.A. ⁽³¹⁾	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	316	—	
Fortuna International (Barbados), Inc. ⁽¹²⁾	Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	45	72	
Fortuna Resources (Sunda), Ltd. ⁽⁹⁾	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	29	—	
Guará, B.V. ⁽¹⁵⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	15,00	25,00	(8)	—	
Lapa Oil & Gas, B.V. ⁽¹⁵⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	15,00	25,00	2	—	
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	50	94	
Paladin Resources, Ltd.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	29	314	
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	—	581	
Petroquiriqué, S.A. - Empresa Mixta ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	(1.252)	244	
Quiriquiré Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	—	—	
Repsol Alberta Shale Partnership	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	147	1.590	
Repsol Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	48	—	
Repsol Angostura, Ltd. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración, S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	40	
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol Upstream Inversiones, S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	314	15	
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	15	—	
Repsol Canada Energy Partnership	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	922	1.433	
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	726	832	
Repsol Corridor, S.A.	Fortuna International (Barbados), Inc.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	396	44	
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	3	
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	307	2	
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.053	1.773	
Repsol E&P USA, Ll.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.838	2.623	

Información general	Información por segmentos de negocio	Estructura de capital y recursos financieros	Activos y pasivos no corrientes	Activos y pasivos corrientes	Resultados	Flujos de efectivo	Otra información			
								Diciembre 2022		
								%	Millones de Euros	
Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾		
Repsol Exploração Brasil, Ltda.	Repsol, S.A.	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.009	1.038		
Repsol Exploración 405A, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	108	—		
Repsol Exploración Aitolokarnania, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6	—		
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	474	5		
Repsol Exploración Aru, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	—		
Repsol Exploración Atlas, S.A.	Repsol E&P Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	2		
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(34)	3		
Repsol Exploración Gharb, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	—		
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—		
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	76	—		
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	23	—		
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	15	—		
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	28	138		
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	128	284		
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Upstream Inversiones, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	170	10		
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Upstream Inversiones, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	326	12		
Repsol Exploración South East Jambi B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	—		
Repsol Exploración South Sakakemang, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	—		
Repsol Exploración Tanfit, S.L.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	11	3		
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	—		
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	—		
Repsol Exploración, S.A.	Repsol Lux E&P S.a.r.l. (29)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5.093	28		
Repsol Finance Brasil B.V.	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2	4		
Repsol Greece Ionian, S.L.	Repsol, S.A. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	187	—		
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	328	223		
Repsol Lux E&P S.a.r.l. ⁽⁵⁾	Repsol Upstream B.V. (29)	Luxemburgo	Adquisición, administración, gestión, control y desarrollo de participaciones en Luxemburgo y empresas extranjeras	I.G.	100,00	100,00	13.495	2		
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración, S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(566)	—		
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Exploración, S.A. ⁽²⁰⁾	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	52	—		
Repsol Offshore E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	13	31		
Repsol Oil & Gas Australasia Pty, Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	—	71		
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	18	153		
Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	350	7.144		
Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	634	456		

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2022				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7,651	1.791	
Repsol Oil & Gas RTS Sdn, Bhd.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	Malasia	Sociedad de servicios compartidos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	20	
Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.504	1.896	
Repsol Oil & Gas Vietnam 07/03 Pty Ltd.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	42	—	
Repsol Perpetual Norge, A.S.	Talisman Perpetual (Norway), Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	1	
Repsol Sakakemang, B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	139	—	
Repsol Salamanca Midstream, LLC ⁽⁵⁾	Repsol Oil & Gas Gulf of Mexico, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	38	38	
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	54	41	
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	3	—	
Repsol Shale Oil & Gas LLC. ⁽⁵⁾	Repsol E&P USA Holdings Inc	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	—	
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Lux E&P S.a.r.l. (32)	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	2.360	2.107	
Repsol Sinopec Brasil, B.V. ⁽¹⁵⁾	Repsol Lux E&P S.a.r.l. (21)	Brasil	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	17	14	
Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. ⁽¹⁴⁾	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51,00	51,00	1.841	4.624	
Repsol Transgasindo S.à r.l.	Fortuna International (Barbados), Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2	27	
Repsol U.K., Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	15	
Repsol Upstream B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	8.363	3	
Repsol Upstream Inversiones, S.A.	Repsol Lux E&P S.a.r.l. (32)	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.406	—	
Repsol USA Holdings LLC.	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.391	4.809	
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	133	751	
Salamanca Infrastructure, LLC ⁽⁵⁾	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E	22,50	22,50	204	204	
Sierracol Energy Arauca, LLC	Repsol Lux E&P S.a.r.l. (24)	Colombia	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	113	99	
Talisman (Asia), Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Talisman (Block K 39), B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(4)	—	
Talisman (Jambi Merang), Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(1)	76	
Talisman (Sageri), Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(90)	—	
Talisman (Vietnam 133 & 134), Ltd.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	34	
Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	702	1.524	
Talisman East Jabung, B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	3	—	
Talisman Perpetual (Norway), Ltd.	FEHI Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	1	
Talisman Resources (Bahamas), Ltd. ⁽⁸⁾	Paladin Resources, Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Talisman Resources (North West Java), Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	37	—	
Talisman South Sageri, B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	38	—	
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation, LLC.	Talisman International Holdings, B.V.	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	11	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2022				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Talisman Vietnam 146-147, B.V.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	8	10	
Transasia Pipeline Company Pvt. Ltd.	Repsol Transgasindo S.à r.l	República de Mauricio	Sociedad de cartera	P.E.	15,00	15,00	78	(1)	
Transportadora Sulbrasileira del Gas, S.A.	Repsol Exploração Brasil Ltda	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	(1)	11	
Transworld Petroleum (U.K.) Ltd.	Repsol Sinopec North Sea, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51,00	100,00	—	—	
Triad Oil Manitoba, Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	6	—	
Vung May 156 - 159 Vietnam, B.V.	Repsol Greece Ionian, S.L. ⁽²²⁾	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	4	
YPFB Andina, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48,33	48,33	480	166	
YPFB Transierra, S.A. ⁽¹⁵⁾	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	21,51	44,50	174	75	
INDUSTRIAL									
Acteco Productos y Servicios, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Química, S.A.	España	Gestión de residuos y reciclado mecánico de plásticos	P.E.(N.C.)	27,00	27,00	9	3	
Alba Emission Free Energy, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00	1	—	
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	34	9	
Basque Hydrogen, S.L. ⁽⁵⁾	Alba Emission free Energy, SA	España	Actividades de descarbonización	P.E.(N.C.)	43,85	51,00	—	—	
Bay of Biscay Hydrogen, S.L. ⁽⁵⁾	Alba Emission free Energy, SA	España	Actividades de descarbonización	I.G.	85,98	100,00	—	—	
Cartagena Hydrogen Network, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Desarrollo de procesos de producción, almacenamiento transporte, uso, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Tarragona Hydrogen Network, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Desarrollo de procesos de producción, almacenamiento transporte, uso, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Cogeneración Gequisa, S.A. ⁽¹³⁾	General Química, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	19,50	39,00	8	2	
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	99,24	100,00	9	—	
Dynasol China, S.A. de C.V. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	21	22	
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	50,00	99,99	117	32	
Dynasol Elastómeros, S.A.U. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	112	17	
Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V. ⁽¹³⁾	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	305	231	
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	238	42	
Dynasol, Llc. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	17	11	
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Promoción, diseño, construcción y explotación de instalaciones de reciclaje molecular	I.G.	81,12	100,00	29	4	
Energía Distribuida del Norte, S.A.	Alba Emission Free Energy, S.A. (30)	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	85,98	100,00	2	1	
Enerkem Inc. ⁽⁵⁾	Repsol Química, S.A.	Canadá	Producción de syngas renovable (metanol) a partir de residuos urbanos	P.E.	14,20	14,20	434	550	
General Química, S.A.U. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	50,00	100,00	51	6	
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú, B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(1)	—	
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P.	29,99	30,00	259	180	
Industrias Negromex, S.A. de C.V. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos	P.E.	50,00	99,99	118	57	

Información general	Información por segmentos de negocio	Estructura de capital y recursos financieros	Activos y pasivos no corrientes	Activos y pasivos corrientes	Resultados	Flujos de efectivo	Otra información	Anexos	
								Diciembre 2022	
								%	Millones de Euros
Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co. Ltd. ⁽¹³⁾	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	25,00	50,00	33	38	
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co. Ltd. ⁽¹³⁾	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético	P.E.(N.C.)	25,00	50,00	3	104	
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	85,98	85,98	1.757	121	
Petronor Innovación, S.L.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de investigación	I.G.	85,98	100,00	1	—	
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	18	17	
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú, B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	99,20	99,20	507	696	
Relkia Distribuidora de Electricidad, S.L	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	99,97	100,00	11	—	
Remolcadores Portuarios de Tarragona, S.L. ⁽⁵⁾	Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Actividades anexas al transporte marítimo y por vías navegables interiores	I.P.	37,71	38,00	1	—	
Repsol Canadá, Ltd.	Repsol Industrial Transformation, S.L ⁽²²⁾	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1)	2	
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	3	—	
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	99,20	100,00	71	79	
Repsol Energy North América Canada Partnership ⁽²⁵⁾	St. John LNG Development Company ⁽²³⁾	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	87	—	
Repsol Energy North América Corporation	Repsol Industrial Transformation, S.L ⁽²⁵⁾	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(183)	1.140	
Repsol Energy Perú, S.A.C.	Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos conexos ⁽¹¹⁾	I.G.	99,20	100,00	3	—	
Repsol Industrial Transformation, S.L	Repsol, S.A.	España	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	6.082	—	
Repsol LNG Holding, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	182	2	
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Customer Centric, S.L.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	97,79	100,00	(1)	3	
Repsol Perú, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	351	363	
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	1.415	218	
Repsol Polímeros, Unipessoal, Lda.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	260	62	
Repsol Química, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1.171	60	
Repsol Renewable and Circular Solutions, S.A ⁽²³⁾	Repsol Industrial Transformation, S.L ⁽²⁵⁾	España	Producción, almacenamiento, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	100,00	100,00	(2)	—	
Repsol St. John LNG, S.L	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(1)	—	
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	4	9	
Repsol Trading Singapore Pte, Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	(70)	—	
Repsol Trading USA LLC. ⁽¹⁹⁾	Repsol Energy North América Corporation ⁽²⁵⁾	Estados Unidos	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	118	296	
Repsol Trading, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	345	—	
Saint John LNG Development Company Ltd. ⁽¹⁵⁾	Repsol Industrial Transformation, S.L. ⁽²⁷⁾	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	—	4	
Saint John LNG Limited Partnership	St. John LNG Development Company ⁽²³⁾	Canadá	Prestación de servicios a la planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	59	—	
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,95	100,00	1	—	
Tucan LNG S.à r.l. ⁽⁵⁾	Repsol Industrial Transformation, S.L	Luxemburgo		I.G.	100,00	100,00	—	—	
COMERCIAL Y RENOVABLES									
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	48,89	50,00	—	—	
Air Miles España, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	26,03	26,67	14	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Diciembre 2022				
					%		Millones de Euros		
					Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	52	—	
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	47	—	
Ampere Power Energy, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación y venta de acumuladores de energía	P.E.	7,33	7,33	22	1	
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	(5)	—	
Arco Energía 1, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	(9)	—	
Arco Energía 2, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	(9)	—	
Arco Energía 3, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	(9)	—	
Arco Energía 4, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	(6)	—	
Arco Energía 5, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	(6)	—	
Arcos 400 Renovables, A.I.E. ⁽⁵⁾	Arco Energía 1, S.L.U.	España	Proyecto solar	P.E.	36,79	49,05	15	11	
Arteche y García, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00	—	—	
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	1	—	
Bardahl de México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	39,12	40,00	174	—	
Begas Motor, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación, transformación y venta de vehículos a motor, fabricación de equipos eléctricos y electrónicos, piezas y accesorios para vehículos a motor	P.E.	17,12	17,12	9	1	
Belmont Technology Inc.	Repsol Energy Ventures, S.A.	Estados Unidos	Plataforma de Software y asistencia virtual en geociencia e ingeniería de reservorios basada en inteligencia artificial.	P.E.	12,90	12,90	12	14	
Benzirep - Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00	4	—	
Boalar Energías, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	(5)	—	
Camps Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	97,60	100,00	98	8	
Carburants i Derivats, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,45	33,25	3	—	
CI Repsol Aviación Colombia, S.A.S.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Colombia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	—	—	
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	1	—	
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	92,72	95,00	3	1	
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	46	—	
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	3	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	3	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	1	—	
Desarrollos Eólicos El Saladar, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—	
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	2	1	
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,96	85,00	—	—	
Ekiola Construcción, M&O, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Generación de energía eléctrica, por fuentes renovables o convencionales	P.E.	47,92	49,00	—	—	
Ekiola Energía Comercializadora, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica, por fuentes renovables o convencionales	P.E.	49,87	51,00	(1)	—	
Ekiola Promoción, SL	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Promoción administrativa de plantas de producción de electricidad a partir de fuentes renovables	P.E.	47,92	49,00	(2)	—	

Información general	Información por segmentos de negocio	Estructura de capital y recursos financieros	Activos y pasivos no corrientes	Activos y pasivos corrientes	Resultados	Flujos de efectivo	Otra información	Diciembre 2022				
								%		Millones de Euros		
								Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	39,12	40,00	1	—				
Energías Renovables de Cilene, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—				
Energías Renovables de Dione, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	(15)	—				
Energías Renovables de Gladiateur 18, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	—	—				
Energías Renovables de Hidra, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	1	—				
Energías Renovables de Kore, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—				
Energías Renovables de Lisitea, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	(12)	—				
Energías Renovables de Polux, S.L.U,	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	1	—				
Energy Express, S.L.	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	92,66	100,00	—	—				
Eólica del Taltal, SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	11,25	15,00	16	15				
ERNC LOA, SpA	Repsol Iberéolica Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	37,50	100,00	21	—				
Estación de Servicio Bahía Asunción, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	2	—				
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	93,70	96,00	3	1				
Estación de Servicio Montsia, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	—	—				
Ezzing Renewable Energies S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,03	24,03	9	—				
Finboot Ltd.	Repsol Energy Ventures, S.A.	Reino Unido	Uso de la tecnología Blockchain con foco para su aplicación en los sectores de la energía, retail y automoción	P.E.	8,54	8,54	7	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	41	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	16	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	42	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	42	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	(10)	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	(7)	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	1	—				
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—				
Gaolania Servicios, S.L.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	P.E.	68,45	70,00	14	—				
Generación Eólica El Vedado, S.L.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	38,25	51,00	19	—				
Generación y Suministro de Energía, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	(9)	—				
Gestao e Administração de Postos de Abastecimento Unipessoal, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	2	2				
Gestión de Puntos de Venta, Gespevesa, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	38	40				
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	—	—				
Hecate Energy Frye Solar LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía	I.G.	75,00	100,00	(40)	—				
Hecate Energy Group, LLC	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía	P.E.	30,00	40,00	538	207				
Hecate Energy Longhorn Solar LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía	I.G.	75,00	100,00	5	5				
Hecate Energy Outpost Solar LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía	I.G.	75,00	100,00	6	6				
Hispanica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	6	—				

Información general	Información por segmentos de negocio	Estructura de capital y recursos financieros	Activos y pasivos no corrientes	Activos y pasivos corrientes	Resultados	Flujos de efectivo	Otra información	Anexos			
								Diciembre 2022			
								%		Millones de Euros	
Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾			
Iberen Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	12	4			
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	2	7			
Jicarilla Solar 2 LLC	Repsol Renewables Development Holdings Corp	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	54	—			
Jicarilla Solar 2 Bond Purchaser LLC	Jicarilla Solar 2 LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	—	—			
Jicarilla Solar 2 Holdings LLC ⁽⁵⁾	Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	37	35			
Jicarilla Solar 2 Class B LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	41	41			
Jicarilla Solar 1 LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	14	—			
Jicarilla Storage 1 LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	7	—			
Jicarilla Solar 1 Bond Purchaser LLC ⁽⁵⁾	Jicarilla Solar 1 LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	—	—			
Jicarilla Storage Bond Purchaser LLC ⁽⁵⁾	Jicarilla Storage 1 LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	—	—			
Klikin Deals Spain, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de clientes y de marketing de productos petrolíferos	I.G.	97,60	100,00	17	1			
LGA Logística Global de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.	19,56	20,00	—	1			
Medusa Alternativas Suministro Eléctrico, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Ofrecer una solución de recarga que aporta ahorros económicos por término de potencia frente a una instalación convencional conectada a la red de distribución	P.E.	32,60	33,33	—	—			
Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo de nanopartículas y nanofibras para su aplicación en materiales, energía y biomedicina	P.E.	8,99	8,99	21	—			
Natural Power Development, S.L.U	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	2	—			
Nesa Vento Galego 1, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de 6 parques eólicos en Pontevedra	I.G.	75,00	100,00	—	—			
Nesa Vento Galego 2, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de 6 parques eólicos en Pontevedra	I.G.	75,00	100,00	—	—			
Nesa Vento Galego 3, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de 6 parques eólicos en Pontevedra	I.G.	75,00	100,00	—	—			
Net Zero Ventures, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Asesoramiento en inversiones a la gestora de las dos Entidades de Capital Riesgo	P.E.	50,00	50,00	1	—			
Nudo Manzanares 220 KV, A.I.E.	Tramperase, S.L.	España	Red de evacuación de la electricidad	P.E.	10,56	27,60	46	—			
OGCI Climate Investments LLP	Repsol Energy Ventures, S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09	389	507			
Palmira Market, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Supermercados y tiendas	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	1	—			
Parque Eólico Antofagasta, SpA	Eólica del Taltal, SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	11,25	100,00	85	—			
Parque Eólico Atacama SPA	Repsol Iberélica Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	37,50	100,00	96	58			
PE Cabo Leones III SpA	Repsol Iberélica Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	37,50	100,00	64	10			
Perseo Biotechnology S.L.U.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	P.E.	24,99	24,99	5	7			
PT Pacific Lubritama Indonesia	United Oil Company Pte Ltd	Indonesia	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	37,16	95,00	25	8			
Recreus Industries, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	16,67	16,67	4	—			
Régsiti Comercializadora Regulada, S.L.U.	Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	97,79	100,00	9	1			
Renovacyl, S.A.	Iberen Renovables, S.A.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	4	1			
Repsol Butano, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00	903	59			
Repsol Chile SpA	Repsol Renovables, S.A.U.	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	75,00	100,00	92	94			

Información general	Información por segmentos de negocio	Estructura de capital y recursos financieros	Activos y pasivos no corrientes	Activos y pasivos corrientes	Resultados	Flujos de efectivo	Otra información	Diciembre 2022				
								%		Millones de Euros		
								Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	99,79	2.890	335				
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	97,79	100,00	204	1				
Repsol Customer Centric, S.L. ⁽¹⁷⁾	Repsol, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	100,00	3.639	—				
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	2	2				
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,60	100,00	(1)	—				
Repsol Downstream Internacional, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	100,00	413	—				
Repsol Downstream México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	97,79	100,00	15	121				
Repsol Energy Ventures, S.A.	Repsol Technology and Ventures, S.L.U	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	26	3				
Repsol Financiera Renovables, S.A. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Financiera del perímetro de Renovables y GBC	I.G.	75,00	100,00	14	15				
Repsol Gas Portugal, Unipessoal, Lda.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00	139	3				
Repsol Generación de Ciclos Combinados, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Generación y comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	139	8				
Repsol Generación Eléctrica, S.A.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Generación de energía eléctrica	I.G.	75,00	100,00	749	468				
Repsol Iberélica Renovables Chile SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	37,50	50,00	234	230				
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	97,79	100,00	754	5				
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	97,79	100,00	4	8				
Repsol Mar de Cortés Estaciones de Servicio, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	(1)	—				
Repsol Mar de Cortés, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	19	1				
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Francia	Comercialización de productos petrolíferos.	I.G.	97,79	100,00	—	—				
Repsol Nughedu S.R.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	Italia	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	1	1				
Repsol Portuguesa, Lda.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	97,79	100,00	288	68				
Repsol Renewables Development Company LLC	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	5	5				
Repsol Renewables Development Holdings Corp	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	—	—				
Repsol Renewables Italia S.R.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	Italia	Análisis y búsqueda de oportunidades, así como desarrollo inicial de proyectos greenfield	I.G.	75,00	100,00	4	4				
Repsol Renewables North America, Inc	Repsol Renovables, S.A.U.	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	482	—				
Repsol Renovables, S.A.U. ⁽¹⁶⁾	Repsol, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	75,00	964	200				
Repsol San Mauro S.R.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	Italia	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	—	—				
Repsol Services México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	97,79	100,00	4	2				
Repsol Servicios Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	75,00	100,00	22	2				
Repsol Uta S.R.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	Italia	Proyecto solar	I.G.	75,00	100,00	1	1				
Repsol Venosa S.R.L. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	Italia	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	1	1				
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures, S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	15,34	15,34	9	—				
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, S.L	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.(N.C.)	48,85	50,00	12	4				
Smarmia Energy, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Prestación de servicios de eficiencia energética sobre una plataforma Cloud	P.E.	33,51	33,51	5	—				
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Ltda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	24,45	25,00	—	—				

Información general	Información por segmentos de negocio	Estructura de capital y recursos financieros	Activos y pasivos no corrientes	Activos y pasivos corrientes	Resultados	Flujos de efectivo	Otra información				
								Diciembre 2022			
								%		Millones de Euros	
Nombre	Matriz	País	Objeto social	Método de conso. ⁽¹⁾	Part. Total Grupo	Part. Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾			
Societat Catalana de Petrolis, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	92,66	94,94	5	6			
Solar Antofagasta SpA	Repsol Iberoética Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	37,50	100,00	55	—			
Solar Elena SpA	Repsol Iberoética Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	37,50	100,00	58	—			
Solar Fotovoltaica Villena, S.L.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	75,00	100,00	1	—			
Solar 360 de Repsol y Movistar, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Desarrollo y comercialización de productos y/o servicios de autoconsumo fotovoltaico	P.E.(N.C.)	48,89	50,00	(2)	—			
Solar 360 Soluciones de Instalación y Mantenimiento, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.	España	Comercialización, gestión y prestación de servicios relacionados con el equipamiento de autoconsumo fotovoltaico	P.E.	47,92	49,00	2	—			
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	97,79	100,00	1	1			
Solred, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	97,60	100,00	66	26			
Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	75,00	100,00	3	—			
Terminales Canarios, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	23	20			
Tramperase, S.L.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	38,25	51,00	17	—			
United Oil Company Pte Ltd	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	39,12	40,00	105	10			
Valdesolar Hive, S.L.	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	38,25	51,00	55	—			
Vento Continuo Galego, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.A.U.	España	Desarrollo de 6 parques eólicos en Pontevedra	I.G.	75,00	100,00	—	—			
WIB Advance Mobility, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Alquiler de vehículos compartidos en ciudad	P.E.(N.C.)	48,80	50,00	3	—			
CORPORACIÓN											
Albatros, S.A.R.L.	Repsol, S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	6.949	—			
FEHI Holding, S.a.r.l.	Repsol Exploración, S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	3.521	209			
Gaviota RE, S.A. ⁽⁷⁾	Albatros, S.À.R.L.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	480	1			
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Bermudas	Seguros y reaseguros ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	34			
Repsol Exploration Advanced Services, A.G.	Repsol Exploración, S.A.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	1			
Repsol Europe Finance S.A.R.L.	Albatros, S.À.R.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	6.722	4.346			
Repsol Finance Brasil S.A.R.L.	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	1.062	—			
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	99,98	100,00	116	—			
Repsol International Finance, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.867	301			
Repsol Technology and Ventures, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	31	—			
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	273	—			
Sunrgyze, S.L. ⁽¹⁸⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo y escalado de tecnología de fotosíntesis artificial para la producción de hidrógeno	P.E.	50,00	50,00	2	—			
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	501	72			
Talisman International Holdings, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	283	685			
Trovant Technology S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Consultoría, asesoría y formación en el campo de la biotecnología con aplicaciones medioambientales. Actividades de investigación y desarrollo relacionadas con la aplicación y escalado de biotecnología medioambiental.	P.E.	9,81	9,81	—	—			

- (1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."
- (2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.
- (3) Corresponde a los datos de Patrimonio Neto y Capital Social utilizados en el proceso de consolidación del Grupo, antes de los ajustes asociados a éste. Aquellas compañías cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).
- (4) Participaciones en operaciones conjuntas (ver Anexo IIB) que, estando articuladas a través de una Sociedad, este vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.
- (5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2022 (ver Anexo IIC).
- (6) Sociedad en proceso de liquidación.
- (7) Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Everen Limited (5,17%), domiciliadas en Bermudas.
- (8) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
- (9) Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Virgenes Británicas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
- (10) Esta sociedad es la matriz de Repsol Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.
- (11) Sociedad sin actividad.
- (12) Esta sociedad, constituida legalmente en Barbados, está domiciliada fiscalmente en Países Bajos.
- (13) Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2021.
- (14) El patrimonio neto se corresponde con el valor del subgrupo consolidado.
- (15) Valor patrimonial incluido en su matriz.
- (16) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Renovables, S.L.U. El cambio tuvo lugar en febrero 2022.
- (17) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Customer Centric, S.L.U. El cambio tuvo lugar en febrero 2022.
- (18) Esta sociedad se denominaba anteriormente SUNzHY, S.L. El cambio tuvo lugar en agosto 2022.
- (19) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Trading USA Corporation. El cambio tuvo lugar en septiembre 2022.
- (20) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Ecuador, S.A. El cambio tuvo lugar en enero 2022.
- (21) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Exploração Brasil Ltda. El cambio tuvo lugar en julio 2022.
- (22) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Exploración, S.A.
- (23) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Oil & Gas Canada, Inc. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (24) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol International Finance B.V.
- (25) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol USA Holdings LLC. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (26) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Groundbirch Partnership. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (27) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Saint John LNG, S.L. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (28) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Oil & Gas Canada, Inc. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (29) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol International Finance B.V.
- (30) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol USA Holdings LLC. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (31) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Groundbirch Partnership. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (32) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Saint John LNG, S.L. El cambio tuvo lugar en octubre 2022.
- (33) Esta sociedad se denominaba anteriormente Repsol Hidrógeno, S.A.. El cambio tuvo lugar en diciembre 2022.
- (34) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol, S.A. El cambio tuvo lugar en diciembre 2022.
- (35) La matriz de esta sociedad anteriormente era Petróleos del Norte, S.A. El cambio tuvo lugar en diciembre 2022.
- (36) La matriz de esta sociedad anteriormente era Talisman Colombia Holdco Ltd. El cambio tuvo lugar en diciembre 2022.
- (37) La matriz de esta sociedad anteriormente era Repsol Upstream B.V. El cambio tuvo lugar en diciembre 2022.

Anexo IIB: Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2022

A continuación, se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver Nota 3.4) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto)⁵⁶:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
UPSTREAM			
Argelia			
Bloque 405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Reggane Nord	29,25%	Groupement Reggane Nord	Desarrollo/Producción
Australia			
JPDA o6-105 PSC	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
Bolivia			
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carohuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
La Peña-Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Penocos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Sauces	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Margarita-Huacaya	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patuju	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
San Antonio - Sabalo	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Alberto	24,17%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Vibora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil			
Albacora Leste	6,00%	Petrobras ⁽²⁾	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
BM-S-50 (S-M-623) Sagitario	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9 Concesion Sapinhoá	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9 PSC Sapinhoá	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9A Lapa	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
C-M-821	50,00%	Repsol	Exploración
C-M-823	50,00%	Repsol	Exploración
C-M-825	60,00%	Repsol	Exploración
C-M-845	50,00%	Chevron	Exploración
S-M-764	50,00%	Chevron	Exploración
S-M-766	50,00%	Chevron	Exploración
Canadá ⁽³⁾			
Edson	77,94%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch No Montney Rights	35,19%	Otros	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	54,51%	Repsol	Exploración
Misc. British Columbia	75,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	86,84%	Repsol	Exploración
Northwest Territories	4,24%	Otros	Exploración

⁵⁶ Las operaciones conjuntas en el segmento Exploración y Producción incluyen los bloques de aquellas operaciones conjuntas en los que el Grupo dispone de dominio minero para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Nunavut	1,91%	Otros	Exploración
Wild River Region	52,06%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yukon	1,05%	Otros	Exploración
Colombia			
CPO-9 Akacias Production Area	45,00%	Ecopetrol	Desarrollo/Producción
Caguan 5	50,00%	Frontera Energy	Exploración
Caguan 6	40,00%	Frontera Energy	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Chipirón	8,75%	SierraCol	Desarrollo/Producción
COL-4	50,01%	Repsol	Exploración
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9 - Exploration Area	45,00%	Ecopetrol	Exploración
Cravo Norte	5,63%	SierraCol	Desarrollo/Producción
Mundo Nuevo	30,00%	Equion	Exploración
Cosecha	17,50%	SierraCol	Desarrollo/Producción
Rondón	6,25%	SierraCol	Desarrollo/Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo/Producción
Boquerón	61,95%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca - Montanazo Unificado	68,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca No Unificado	67,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Montanazo D	72,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Rodaballo	65,42%	Repsol	Desarrollo/Producción
Barracuda	60,21%	Repsol	Desarrollo/Producción
Estados Unidos ⁽²⁾			
<i>Alaska</i>			
Horseshoe Unit	49,00%	Santos	Exploración
Pikka Unit	49,00%	Santos	Desarrollo/Producción
Quokka	49,00%	Santos	Exploración
Alignment Agreement Area	49,00%	Santos	Exploración
<i>Golfo de México</i>			
Blacktip North	25,00%	Shell	Exploración
Blacktip North - AC 335	25,00%	Shell	Exploración
Abilene	20,00%	Shell	Exploración
Stingray	20,00%	Shell	Exploración
Blacktip	25,00%	Shell	Exploración
Bobcat	25,00%	Shell	Exploración
Lucille	25,00%	Shell	Exploración
Shenzy Unit	28,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
Leon Unit	50,00%	Llog	Desarrollo/Producción
Buckskin Unit	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Buckskin North	22,50%	Llog	Exploración
Moccasin North	50,00%	Llog	Exploración
Noel	50,00%	Llog	Exploración
Buckshot	50,00%	Llog	Exploración
Castile	35,63%	Llog	Desarrollo/Producción
Monument	20,00%	Equinor	Exploración
Mollerusa	20,00%	Equinor	Exploración
Green Canyon 6o8	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
<i>Eagle Ford</i>			
Eagle Ford Texas	91,77%	Repsol	Desarrollo/Producción
<i>Marcellus</i>			
Marcellus New York ^(*) Exploración Unconventional	99,71%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,19%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	84,71%	Repsol	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Guyana			
Kanuku	37,50%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Andaman III	51,00%	Repsol	Exploración
Corridor PSC	36,00%	Conoco	Desarrollo/Producción
Aru	60,00%	Repsol	Exploración
South Sakakemang	80,00%	Repsol	Exploración
Sakakemang	45,00%	Repsol	Exploración
South East Jambi	40,00%	Repsol	Exploración
Libia			
NC-115 (Development)	20,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-115 (Exploration)	40,00%	Repsol	Exploración
NC-186 (Development)	16,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-186 (Exploration)	32,00%	Repsol	Exploración
México			
Bloque 10	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 14	50,00%	Repsol	Exploración
Bloque 29	30,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019 G	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 025	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 038C	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 052	27,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 092	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 120 CS	11,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 121	7,65%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 187	15,00%	Equinor	Desarrollo/Producción
PL 316	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 316B	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 976	30,00%	Aker BP	Exploración
Perú			
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Iraq			
Topkhana	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Reino Unido			
P019 (22/17n)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_E)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P073 (30/18_W)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P079 (30/13a - Contract Area C East)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P101 (13/24a Blake)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Blane Field)	30,75%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	15,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P116 (30/16n)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b inc. Fulmar field)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P185 (30/12b inc. Halley field)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P219 (16/13a)	19,47%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P225 (16/27a- Contract Area 3 Andrew Field Area)	5,03%	BP	Desarrollo/Producción
P225 (16/27a- Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
P237 (15/16a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a- non Arundel Area)	18,86%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P241 (21/1c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P241/P244 (21/1c/21/2a- Cretaceous Area West)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P244 (21/2a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n Residual)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F1- Claymore)	47,16%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n_F2- Scapa/Claymore)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- F1)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s- Rest of Block)_Develop	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P256 (30/16s)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a) Scapa Field Area	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a) Rest of Block	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P266 (30/17b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/17s)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/22a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P291 (22/23a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P292 (22/18a)	30,08%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P295 (30/16t Auk field area)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a Ross)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	33,02%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a Ross)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	36,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-Claymore Extension)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b-f1+f2)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/16b)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P324 (15/23a)_Developm.	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	40,80%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Unitised Field UUAO interests)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Field Area)	40,80%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P810 (13/24b Blake Area)	34,53%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b North)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P983 (13/23b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
PLo89 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
East Block	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. Ibis	10,80%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP	Desarrollo/Producción
Venezuela			
Barua Motatán	40,00%	Petroquirquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Cardón IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire Gas	60,00%	Quiriquire Gas	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Norte	15,00%	Ypergas	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Sur	15,00%	Ypergas	Desarrollo/Producción
DOWNSTREAM			
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	SK Lubricants	Lubricantes y Especialidades
Remolcadores Portuarios de Tarragona, S.L.	38,00%	Remolques y Navegación, S.A.	Servicios marítimos

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

⁽²⁾ El 26 de enero de 2023 la empresa PetroRio ha comprado la participación de Petrobras, reemplazándola como operador de Albacora Leste.

⁽³⁾ Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de Operación Conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

Anexo IIC: Principales variaciones del perímetro del Grupo en 2022

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2022		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Repsol Shale Oil & Gas LLC	Estados Unidos	Repsol E&P USA Holdings Inc	Constitución	enero-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 2 Holdings LLC	Estados Unidos	Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Constitución	febrero-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 2 Class B LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Constitución	febrero-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Medusa Alternativas Suministro Eléctrico, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L. ⁽³⁾	Adquisición	febrero-22	P.E.	33,00 %	33,00 %
Jicarilla Solar 1 LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Storage 1 LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 1 Bond Purchaser LLC	Estados Unidos	Jicarilla Solar 1 LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Storage Bond Purchaser LLC	Estados Unidos	Jicarilla Storage 1 LLC	Adquisición	marzo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Adquisición	marzo-22	P.E.	14,21 %	14,21 %
Hecate Energy Frye Solar LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	abril-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Renewables Italia S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Nughedu S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Uta S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Venosa S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol San Mauro S.R.L.	Italia	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Salamanca Midstream, LLC	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas Gulf of México, LLC	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Salamanca Infrastructure, LLC	Estados Unidos	Repsol Salamanca Midstream, LLC	Constitución	mayo-22	P.E.	22,50 %	22,50 %
Basque Hydrogen, S.L	España	Alba Emission free Energy, SA	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Financiera Renovables, S.A	España	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Constitución	mayo-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ampere Power Energy S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	mayo-22	P.E.	0,46 %	7,10 %
Arcos 400 Renovables, A.I.E.	España	Arco Energía 1, S.L.U.	Adquisición	junio-22	P.E.	49,05 %	49,05 %
Nesa Vento Galego 1, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Nesa Vento Galego 2, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Nesa Vento Galego 3, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Solar 360 de Repsol y Movistar, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L. ⁽³⁾	Adquisición	junio-22	P.E. (N.C.)	50,00 %	50,00 %
Solar 360 Soluciones de Instalación y Mantenimiento, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L. ⁽³⁾	Adquisición	junio-22	P.E.	49,00 %	49,00 %
Vento Continuo Galego, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.A.U. ⁽⁴⁾	Adquisición	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Cartagena Hydrogen Network, S.L.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L	Constitución	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Tarragona Hydrogen Network, S.L.	España	Repsol Industrial Transformation, S.L	Constitución	junio-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Net Zero Ventures, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Constitución	agosto-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Lux E&P S.a.r.l.	Luxemburgo	Repsol, S.A.	Constitución	agosto-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Smarkia Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Constitución	agosto-22	P.E.	33,51 %	33,51 %
Bay of Biscay Hydrogen, S.L.	España	Alba Emission free Energy, SA	Constitución	septiembre-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Acteco Productos y Servicios, S.L.	España	Repsol Química, S.A.	Adquisición	octubre-22	P.E. (N.C.)	27,00 %	27,00 %
Hecate Energy Longhorn Solar LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	octubre-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Hecate Energy Outpost Solar LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	octubre-22	I.G.	100,00 %	100,00 %

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	2022		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
Remolcadores Portuarios de Tarragona, S.L.	España	Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Constitución	octubre-22	I.P.	38,00 %	38,00 %
Hecate Energy Longhorn Solar LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Company LLC	Adquisición	noviembre-22	I.G.	100,00 %	100,00 %
Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	noviembre-22	P.E.	4,00 %	899,00 %
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	noviembre-22	P.E.	75,00 %	733,00 %
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.	Aumento part	noviembre-22	I.G.	39,00 %	78,00 %
Trovant Technology S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	diciembre-22	P.E.	9,81 %	9,81 %
Tucan LNG S.à r.l.	Luxemburgo	Repsol Industrial Transformation, S.L.	Constitución	diciembre-22	I.G.	100,00 %	100,00 %

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."

⁽²⁾ Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2022	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Nanogap Sub N-M Powder	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part.	enero-22	P.E.	2,67 %	9,85 %
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3), Ltd.	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Malaysia, Ltd.	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Talisman Vietnam, Ltd.	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Enajenación	enero-22	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Ecuador, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	enero-22	I.G.	98,36 %	— %
JSC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Enajenación	enero-22	P.E. (N.C.)	67,40 %	— %
ASB GEO	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	febrero-22	P.E. (N.C.)	50,01 %	— %
Valdesolar Hive, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U.	Disminución part	marzo-22	I.G.	49,00 %	51,00 %
Nanogap Therapeutics, S.L.U.	España	Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	Disminución part	mayo-22	P.E.	36,77 %	63,23 %
Sorbwater Technology A.S	Noruega	Repsol Energy Ventures, S.A.	Enajenación	mayo-22	P.E.	30,78 %	— %
Talisman (Sumatra), Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Disolución	mayo-22	I.G.	100,00 %	— %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	junio-22	P.E.	1,79 %	17,12 %
Gestión Activa de Pedidos S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Enajenación	julio-22	I.G.	100,00 %	0,00 %
Ezzing Renewable Energies S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	agosto-22	P.E.	0,29 %	24,03 %
Basque Hydrogen, S.L.	España	Alba Emission free Energy, SA	Disminución part	agosto-22	P.E. (N.C.) ⁽²⁾	49,00 %	51,00 %
Nanogap Sub n-m Powder, S.A.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	agosto-22	P.E.	0,90 %	8,95 %
Tramperase, S.L.	España	Repsol Renovables, S.A.U.	Disminución part	agosto-22	I.G.	49,00 %	51,00 %
Net Zero Ventures, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	septiembre-22	P.E. ⁽²⁾	50,00 %	50,00 %
Repsol Renovables, S.A.U	España	Repsol, S.A.	Disminución part	septiembre-22	I.G.	25,00 %	75,00 %
Enerkem Inc.	Canadá	Repsol Química, S.A.	Disminución part	noviembre-22	P.E.	0,01 %	14,20 %
Caiageste - Gestão de Areas de Serviço, Ltda.	Portugal	GESPOST	Disolución	diciembre-22	P.E.	50,00 %	— %
Talisman Vietnam 07/03, B.V.	Países Bajos	Repsol Greece Ionian, S.L.	Disolución	diciembre-22	I.G.	100,00 %	— %
Talisman Vietnam 135-136, B.V.	Vietnam	Repsol Greece Ionian, S.L.	Disolución	diciembre-22	I.G.	100,00 %	— %

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C."

⁽²⁾ Esta sociedad consolidaba por integración global previo a la disminución de participación.

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación (1)	2021	
						% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición (2)
Finboot Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Febrero 2021	P.E.	0,28 %	8,69 %
Ekiola Promoción, SL	España	Repsol Customer Centric, S.L.U	Adquisición	Marzo 2021	P.E.	49,00 %	49,00 %
Ekiola Construcción, M&O, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.U	Adquisición	Marzo 2021	P.E.	49,00 %	49,00 %
Ekiola Energía Comercializadora, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.U	Adquisición	Marzo 2021	P.E.	51,00 %	51,00 %
Gaolania Servicios, S.L.	España	Repsol Customer Centric, S.L.U	Adquisición	Marzo 2021	P.E.	70,00 %	70,00 %
SUN2HY, S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	Abril 2021	P.E.	50,00 %	50,00 %
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures S.A.	Aumento part	Mayo 2021	P.E.	2,70 %	16,70 %
Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Repsol Renovables, S.L.U	Constitución	Mayo 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Finance Brasil B.V.	Brasil	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Constitución	Junio 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Hecate Energy Group, LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Adquisición	Junio 2021	P.E.	40,00 %	40,00 %
Repsol Generación de Ciclos Combinados, S.L.U.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Constitución	Julio 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL	España	Repsol Industrial Transformation, S.L.	Adquisición	Julio 2021	P.E.	39,00 %	39,00 %
Belmont Technology Inc., S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Julio 2021	P.E.	3,03 %	12,90 %
Alba Emission Free Energy S.L	España	Petróleos del Norte, S.A.	Adquisición	Septiembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Finance Brasil S.A.R.L.	Luxemburgo	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Constitución	Septiembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Ezzing Renewable Energies S.L.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Aumento part	Septiembre 2021	P.E.	2,10 %	24,30 %
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Repsol Perú, B.V.	Aumento part	Octubre 2021	I.G.	6,80 %	99,20 %
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Octubre 2021	P.E.	0,01 %	6,64 %
Saint John LNG, Limited Partnership	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Aumento part	Noviembre-21	I.G.	25,00 %	100,00 %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Diciembre 2021	P.E.	0,02 %	18,91 %
Repsol Renewables Development Company LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Adquisición	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Renewables Development Holdings Corp	Estados Unidos	Repsol Renewables North America, Inc	Adquisición	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 2 LLC	Estados Unidos	Repsol Renewables Development Holdings Corp	Adquisición	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Jicarilla Solar 2 Bond Purchaser LLC	Estados Unidos	Jicarilla Solar 2 LLC	Adquisición	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %
Gestión Activa de Pedidos S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Constitución	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	100,00 %

(1) Método de consolidación:

I.G.: Integración global.

P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C.".

(2) Corresponde al porcentaje de participación patrimonial en la sociedad adquirida.

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de consolidación ⁽¹⁾	2021	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Ampere Power Energy, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Enero 2021	P.E.	0,55 %	6,63 %
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Abril 2021	P.E.	50,00 %	— %
JSC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Abril 2021	P.E.	0,90 %	67,40 %
AR Oil & Gaz, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Enajenación	Mayo 2021	P.E. (N.C.)	49,00 %	— %
MC Alrep, LLC.	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Enajenación	Mayo 2021	P.E. (N.C.)	49,00 %	— %
Saneco	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Enajenación	Mayo 2021	P.E. (N.C.)	49,00 %	— %
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	AR Oil & Gaz, B.V.	Enajenación	Mayo 2021	P.E. (N.C.)	48,79 %	— %
Finboot Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Mayo 2021	P.E.	0,15 %	8,54 %
Nudo Manzanares 220 KV, A.I.E.	España	Tramperase, S.L.	Disminución part	Mayo 2021	P.E.	9,66 %	27,60 %
Dynasol Altamira, S.A. de C.V.	México	Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	Absorción	Junio 2021	P.E.	49,99 %	— %
Oleum Insurance Company Ltd.	Barbados	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Enajenación	Septiembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Electricidad y Gas, S.A.	España	Repsol S.A.	Absorción	Septiembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Italia, SpA	Italia	Repsol S.A.	Enajenación	Septiembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol E&P Eurasia, LLC	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Octubre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Baicoi, S.R.L.	Rumania	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Noviembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Targoviste, S.R.L.	Rumania	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Noviembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Noviembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Generación Eólica El Vedado, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Noviembre 2021	I.G.	49,00 %	51,00 %
Agrícola Comercial del Valle de Santo Domingo, S.A.	México	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Enajenación	Noviembre 2021	P.E.	20,00%	20,00%
Repsol Pitesti, S.R.L.	Rumania	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Talisman (Vietnam 15-2/01), Ltd.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Sea Pte., Ltd.	Singapur	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Rumania	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2021	I.G.	100,00 %	— %
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Diciembre 2021	P.E.	1,33%	15,34%

⁽¹⁾ Método de consolidación:
I.G.: Integración global.
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C.".

Anexo III: Marco regulatorio

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a lo largo de esta nota. Destaca la regulación relacionada con el cambio climático y la descarbonización de la economía, cuyo marco general se describe a continuación y los impactos sobre la actividad de los negocios a lo largo del Anexo en la descripción por geografías.

Cambio climático

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por las partes firmantes en sus respectivos "National Determined Contribution", han tenido un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas y en la aprobación de nueva normativa.

Unión Europea

La Unión Europea (UE) también firmante del Acuerdo, ha asumido el compromiso de neutralidad climática para 2050. A tal fin, la Comisión Europea presentó en diciembre 2019 "The European Green Deal" (Pacto Verde europeo) que constituye la nueva estrategia de crecimiento de la UE, y que aspira a la transformación total de la economía europea, destacando para 2021: (i) Ley del Clima europea que entró en vigor el 29 de julio de 2021, donde se incluye un objetivo jurídicamente vinculante de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero de aquí a 2050, y (ii) el paquete de propuestas "Fit for 55" presentado en julio de 2021 a fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 en al menos el 55% con respecto a niveles de 1990.

El 8 de marzo de 2022 se ha publicado la comunicación *RePowerEU* (acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible) y el 18 de mayo de 2022 el *RePowerEU Plan*. El plan busca reducir la dependencia de los combustibles fósiles de Rusia y acelerar la transición verde a 2030. El plan se focaliza en diversificar las fuentes de energía, acelerar la transición verde y las energías renovables, incentivar el ahorro de energía, también establece medidas de inversión adicionales a las previstas en el *Fit for 55*. Estas propuestas están interconectadas alcanzando una variedad de áreas políticas y sectores económicos.

España

En España, el "Marco Estratégico de Energía y Clima" incluye como pilares fundamentales: (i) el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (actualmente en revisión de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999), (ii) la Estrategia para una transición justa, y (iii) la Ley 7/2021 de 20 de mayo de Cambio Climático y Transición Energética (publicada en mayo de 2021), donde se establecen, a nivel de país, objetivos mínimos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de mejora de eficiencia energética para el año 2030 con el compromiso de alcanzar la neutralidad climática antes del 2050 o en el plazo más corto posible.

España

Legislación básica

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos ("LSH"), modificada por distintas disposiciones posteriores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC"), creó un "macro-organismo" que asume las funciones de supervisión y control de los mercados regulados, supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales entre ellas las de Energía y Competencia.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, adecua las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

La citada Ley 3/2013 modificó el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, asignándose su ejercicio al Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO). Se diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al MITECO, bien mediante la imposición de condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Este control comprende, además de los sectores eléctrico y gasista, al de los hidrocarburos líquidos, incluyendo aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Operadores principales y dominantes

El Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuyó a la Comisión Nacional de la Energía, ahora CNMC, la obligación de publicar la lista de operadores principales y de operadores dominantes en cada mercado o sector energético. Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia. Por su parte es operador principal, aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante u operador principal supone ciertas restricciones regulatorias.

Exploración y producción de hidrocarburos

Desde la entrada en vigor de la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, el 22 de mayo de 2021, no se otorgarán en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos, regulados al amparo de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y del Real Decreto-ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, ni para cualquier actividad para la explotación de hidrocarburos en la que esté prevista la utilización de la fracturación hidráulica de alto volumen.

Cinco años antes del final de la vigencia de una concesión de explotación, y sin perjuicio de los requisitos establecidos en el real decreto de otorgamiento, la persona o entidad titular de la concesión deberá presentar ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe que refleje el potencial de reconversión de sus instalaciones o de su ubicación para otros usos del subsuelo, incluida la energía geotérmica, o para otras actividades económicas, en particular, el establecimiento de energías renovables, y que deberá contemplar los niveles de mantenimiento de los permisos de investigación y las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos ya vigentes que se encuentren ubicados en el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental no podrán prorrogarse, en ningún caso, más allá del 31 de diciembre de 2042.

Los permisos de investigación y las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos ya vigentes que se encuentren ubicados en el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental no podrán prorrogarse, en ningún caso, más allá del 31 de diciembre de 2042.

Para los títulos actualmente vigentes hay que tener en cuenta en particular el Real Decreto-ley 16/2017, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, desarrollado por el Real Decreto 1339/2018 de 29 de octubre, transponen al ordenamiento jurídico español la Directiva 2013/30/UE, de 12 de junio de 2013 sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro ("Directiva Offshore"). Su objeto es establecer los requisitos mínimos que deben reunir las operaciones

relacionadas con la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino, para prevenir accidentes graves y limitar sus consecuencias y articular los principios de actuación para lograr que las operaciones en el medio marino, incluido el abandono y desmantelamiento de las instalaciones, con el fin de prevenir accidentes graves y limitar sus consecuencias.

Productos petrolíferos

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP (ver información específica más adelante).

En el ámbito minorista, los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción tienen una duración máxima de 1 año, con la posibilidad de prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres. Se prohíben las cláusulas en estos contratos que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible. Así mismo, se prohíbe que los contratos de suministro en exclusiva puedan contener cláusulas de exclusividad en lo relativo a la prestación de servicios de recarga eléctrica a vehículos.

Existen limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 determinó que dicha cuota se mide no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior, habilitando al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector lo permitiese. Dicho plazo ha transcurrido sin que de momento el Gobierno haya revisado la anterior medida.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los distribuidores al por menor de productos petrolíferos suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales.

Con el fin de mitigar el impacto en empresas y familias de la escalada del precio de los carburantes provocada por la agresión militar a Ucrania el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, creó una bonificación extraordinaria y temporal de €20 céntimos por litro/kilogramo en el precio de determinados productos energéticos desde el 1 de abril de 2022 y hasta el 30 de junio de 2022 y que ha sido prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2022 por el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio. A fin de contribuir a la anterior medida se articula igualmente una prestación patrimonial de carácter público no tributario que se impone a los operadores al por mayor de productos petrolíferos con capacidad de refinado en España y con una cifra anual de negocios superior a 750 millones de euros. Los citados operadores, entre ellos Repsol, podían quedar exonerados de esta prestación cuando se comprometían a realizar de forma inequívoca un descuento de importe mínimo equivalente a €5 céntimos por litro/kilogramo en las ventas a los consumidores finales de los productos energéticos alcanzados por la bonificación. Este compromiso fue asumido por Repsol, que fue renovado con anterioridad al 1 de julio de 2022. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es el organismo encargado de la verificación del cumplimiento efectivo del compromiso de descuento. El Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre reemplaza la bonificación general de 20 céntimos por litro de determinados carburantes por medidas más específicas dirigidas a fomentar el uso del transporte público y por ayudas a sectores más dependientes del uso de los carburantes, y con mayor exposición a las fluctuaciones de precios, como transporte, agricultura y pesca. No obstante lo anterior Repsol mantendrá desde el 1 de enero y hasta el 31 de marzo de 2023 su descuento de 10 céntimos de euro por litro de carburante a los usuarios de Waylet.

Existencias mínimas de seguridad

La Ley 34/1998 del 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos (LSH), establece obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que afectan a los productos petrolíferos y al gas natural, dada su especial importancia para el desenvolvimiento de la vida económica.

En cuanto a los productos petrolíferos, el Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introdujo una modificación de la LSH, por la que se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma

permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a 90 días de importaciones netas diarias medias o bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

El Real Decreto 1716/2004, en la redacción dada por el Real Decreto 1766/2007, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un inventario correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

En relación a los productos petrolíferos la obligación de existencias mínimas ha ido reduciéndose como consecuencia de la invasión de Ucrania por Rusia.

La última modificación tuvo lugar mediante la Orden TED/725/2022, de 27 de julio completando la liberación de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de la segunda acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía como respuesta a la guerra de Ucrania estableciendo una reducción transitoria de 86,4 días a 84,2 días, hasta que, en los términos previstos en el apartado tercero del Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 17 de mayo, se decida el restablecimiento de la obligación al nivel que se determine.

En cuanto al gas natural, el Real Decreto-ley 6/2022 ha modificado las obligaciones de reservas de seguridad previstas en el Real Decreto 1716/2004 al ampliar la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de los sujetos que intervienen en el sector del gas natural de 20 días a 27,5 días de sus ventas o consumos de carácter firme en el año natural anterior.

De ellas, las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico equivalentes a 10 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica. Además de las existencias estratégicas, todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán disponer, en los almacenamientos subterráneos, de existencias operativas: en todo momento por un volumen de gas equivalente a 10 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior, a las que se añade, adicionalmente al menos durante el 1 de noviembre, un volumen de gas equivalente a 7,5 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior.

Movilidad y combustibles alternativos:

En relación a la movilidad, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética establece:

- Objetivos anuales de integración de energías renovables y de suministro combustibles alternativos sostenibles en el transporte, con especial énfasis en los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables de origen no biológico.
- La obligación de adoptar, por parte de las Administraciones Públicas, las medidas necesarias de acuerdo con lo establecido por la normativa comunitaria para: (i) alcanzar en el año 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO₂, y (ii) reducir paulatinamente las emisiones de los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, de modo que no más tarde del año 2040 sean vehículos con emisiones de 0 g CO₂/km.
- La obligación de instalación de una infraestructura para los combustibles alternativos para los titulares las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes de vehículos (para más información véase el apartado siguiente "Combustibles Alternativos").

- Asimismo cabe destacar: (i) la hoja de ruta del Hidrógeno (publicada en octubre de 2020), focalizada en el desarrollo del hidrógeno renovable, con el objetivo de posicionar a España como referente tecnológico en la producción y aprovechamiento del mismo, al mismo tiempo que contribuye a lograr objetivos como alcanzar la neutralidad climática, el aprovechamiento de la energía renovable excedentaria o la descarbonización de sectores donde la electrificación no es viable o rentable, y (ii) la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (publicada el 3/11/2020), para avanzar hacia la neutralidad climática en el horizonte 2050, con hitos en 2030 y 2040.

Por su parte, el Real Decreto-ley 6/2022, realiza la transposición a nuestro ordenamiento jurídico interno del artículo 7 bis de la Directiva 98/70/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 1998, relativa a la calidad de la gasolina y del gasóleo y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE del Consejo (Directiva FQD), estableciendo un nuevo objetivo obligatorio de reducción de un 6% de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida en el transporte por unidad de combustible y de energía suministrados en el transporte. Esta medida aplica a (i) los operadores al por mayor y los distribuidores al por menor de productos petrolíferos, (ii) los consumidores de productos petrolíferos en la parte de consumo no cubierta por los anteriores, (iii) los operadores al por mayor y los comercializadores al por menor de GLP, (iv) los consumidores de GLP en la parte de consumo no cubierta por los anteriores (v) los comercializadores de gas natural, y (vi) los consumidores directos en el mercado en la parte de consumo no cubierta por los anteriores.

La Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables dispone que, a fin de integrar el uso de energías renovables en el sector del transporte, cada Estado miembro impondrá una obligación a los proveedores de combustible para garantizar que la cuota de energías renovables en el consumo final de energía en el sector del transporte sea como mínimo del 14% en 2030 a más tardar. Esta Directiva se incorpora parcialmente a nuestro ordenamiento jurídico mediante el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables (que modifica el Real Decreto 1085/2015 de 4 de diciembre de fomento de los biocarburantes), estableciendo objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2023, 2024, 2025 y 2026 del 10,5%, 11%, 11,5% y 12%, en contenido energético, respectivamente. El objetivo de biocarburantes y biogás con fines de transporte del año 2026 será de aplicación en años sucesivos en tanto en cuanto no se regulen nuevos objetivos.

El Real Decreto 639/2016 de 9 de diciembre estableció un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno. La Ley de Cambio Climático y Transición Energética, para garantizar la existencia de recarga eléctrica suficiente, introduce obligaciones de instalación de infraestructuras de recarga eléctrica en las estaciones de servicio cuyas ventas anuales de gasolina y gasóleo superen los 5 millones de litros. Esta infraestructura de recarga deberá tener una potencia igual o superior a 150 kW o a 50 kW en corriente continua dependiendo del volumen de ventas (superior a 10 o 5 millones de litros vendidos en 2019). Para las nuevas instalaciones a partir de 2021 o quien acometa una reforma de su instalación que requiera la revisión del título administrativo, la potencia mínima será de 50 kW en corriente continua. Finalmente, cabe destacar el Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos.

Gas Licuado del Petróleo

El precio del GLP, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado; por su parte, la Ley 18/2014 de 15 de octubre, ha liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas no se extiende a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente la Ley 18/2014, consolida el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares, insulares y ciudades autónomas, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determina por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno puede revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla.

En definitiva, el marco normativo descrito afecta particularmente a Repsol Butano, quien es el operador mayoritario en el territorio peninsular y Baleares y cuyo parque está mayoritariamente constituido por envases pesados con tara superior a 9 kg.

Finalmente, el Real Decreto-ley 20/2022 de 27 de diciembre establece que las revisiones correspondientes del precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo que se aprueben desde la entrada en vigor de este real decreto-ley hasta el 30 de junio de 2023 de los gases licuados del petróleo envasados que resulte de la aplicación del sistema establecido en la Orden IET/389/2015, no podrá superar el precio máximo antes de impuestos, establecido por la Resolución de 12 de mayo de 2022 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican los nuevos precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, en envases de carga igual o superior a 8 kg, e inferior a 20 kg, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, modifica la LSH e introduce medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") fijado por el MITECO. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: (i) actividades reguladas: el transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural, y (ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista.

La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que es el encargado de gestionar el llamado "hub" gasista, el MIBGAS "Mercado Ibérico del Gas", que vela por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas.

Al amparo de la redistribución competencial operada por el Real Decreto-ley 1/2019, la CNMC aprobó la Circular 6/2020, de 22 de julio, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. En particular, el 1 de octubre de 2020 entró en vigor la metodología para la determinación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, con la excepción del peaje de otros costes de regasificación. Las metodologías relativas al resto de peajes desplegaron sus efectos a partir del 1 de octubre de 2021, fecha

hasta la cual continuarán aplicándose la estructura de los peajes y las reglas de facturación vigentes. Mediante Resolución de 27 de mayo de 2021 de la CNMC, se establecieron los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022. Por su parte, el MITECO aprobó el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, cuya primera aplicación se ha materializado en el año 2022 mediante la publicación de la Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023.

El 16 de diciembre de 2021, la CNMC aprobó la resolución por la que se estableció la relación de operadores dominantes en los sectores energéticos, incluyendo al Grupo Repsol dentro de los operadores dominantes del mercado de gas natural. Seguidamente, mediante el Acuerdo del Consejo de Ministros de 2 de febrero de 2021, se estableció la obligación de Repsol de llevar a cabo el servicio de creador de mercado en el Mercado Organizado de Gas español. Las condiciones de participación del Grupo Repsol quedaron fijadas en la Resolución de 9 de julio de 2021 de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural.

Mediante Resoluciones de 16 de diciembre de 2021 y de 24 de noviembre de 2022, la CNMC actualizó la información de los operadores dominantes en los sectores energéticos figurando en ambos casos el Grupo Repsol como operador dominante del referido mercado.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y más recientemente, por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre.

La producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

a. Régimen retributivo de la actividad de generación

En la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer. El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basaba inicialmente en la participación en el mercado de estas instalaciones, complementando los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica complementaria deberá ser suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. La tasa de rentabilidad para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el primer periodo regulatorio, se establece en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, encomienda al Gobierno el desarrollo reglamentario de un nuevo marco retributivo para la generación renovable, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía. Para ello, prevé la celebración de procedimientos de concurrencia competitiva, que podrán diferenciarse por tecnologías,

características técnicas, tamaño, localización, gestionabilidad y demás criterios, en los que el producto a subastar sea la energía, la potencia instalada o una combinación de ambas. En este sentido, se ha aprobado el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, que regula el citado marco retributivo para la generación renovable, a otorgar mediante subasta, al tiempo que crea el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.

Se confiere al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la regulación del mecanismo de subasta, a través de Orden Ministerial, mientras que compete al titular de la Secretaría de Estado de Energía la convocatoria de las subastas por medio de Resolución. Al respecto, la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del reiterado régimen económico de energías renovables y establece el calendario indicativo para el período 2020-2025.

La primera subasta para la concesión de dicho régimen económico fue convocada por la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, con un cupo de producto de 3.000 MW de potencia instalada. En 2021 se procedió a convocar una segunda subasta por la Resolución de 8 de septiembre, de la Dirección General de Política Energética y Minas, para la cual se establece un producto dirigido a las instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables compuestas por una o varias de las tecnologías fotovoltaica y eólica ubicada en tierra, y un cupo de producto a subastar de 3.300 MW. Como particularidades de esta convocatoria, se establecieron cuatro reservas mínimas a adjudicar a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades, entre ellas, una reserva de disponibilidad acelerada dirigida a instalaciones en estado avanzado de tramitación y otra reserva para instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local. La filial REPSOL RENOVABLES S.L.U. resultó adjudicatario por un total de 3 instalaciones y 138 MW. En 2022 se han convocado dos subastas más, tercera y cuarta, por Resoluciones de 18 de julio y 2 de agosto, respectivamente, por un total de 3.820 MW.

Retomando el Real Decreto-ley 23/2020, éste contiene, además, disposiciones relativas al acceso y conexión a las redes, estipulando plazos e hitos administrativos para la tramitación de proyectos existentes y permitiendo la extensión de los permisos hasta siete años. Además, agiliza la tramitación de modificación de instalaciones existentes, regula figuras como la comunidad de energía renovable, o el agregador independiente e incorpora disposiciones relativas a la hibridación y a las infraestructuras de recarga de alta capacidad.

El Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo. Dicho Real Decreto 900/2015, se modificó sustancialmente por el Real Decreto-ley 15/2018, y posteriormente, por el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España. Esta norma suplementa el marco regulatorio impulsado por el Real Decreto-ley 15/2018 que tuvo como medida principal la derogación del comúnmente denominado 'impuesto al sol', y supone un nuevo panorama energético que apuesta por un modelo basado en la generación distribuida y las energías renovables. Entre las numerosas novedades, cabe destacar:

- La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.
- Reconocimiento de la figura del autoconsumo compartido por la cual se habilita la posibilidad de que varios usuarios puedan beneficiarse de una misma instalación generadora.
- Simplificación de trámites y plazos burocráticos para la legalización de las instalaciones.
- Introducción de la compensación simplificada por excedentes de generación.

La Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, actualizaba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que se iniciaba el 1 de enero de 2017.

El Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación, actualiza el valor de la rentabilidad razonable a aplicar durante el segundo periodo regulatorio a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, al tiempo que concede a ciertas instalaciones la posibilidad de optar por que el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio quede fijado durante los siguientes dos periodos regulatorios.

Finalizado el primer periodo regulatorio, la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, ha establecido los parámetros retributivos para el segundo periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025, así como el valor de la retribución a la operación, para el primer semestre de 2020, de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. La revisión que opera esta Orden se refiere a todas las instalaciones tipo aprobadas, lo que proporciona una visión global de los parámetros retributivos aplicables a las mismas.

El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, estableció una actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico para el año 2022.

El Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, ha incorporado al mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado que será de aplicación para la energía RECORE generada en el año 2023 y posteriores, referencias a productos de mercados a plazo - anuales, trimestrales y mensuales-.

Finalmente, mediante la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al año 2022, se establecen los parámetros retributivos para el año 2022, sin perjuicio de las revisiones previstas en cada semiperiodo regulatorio y de las revisiones de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. Así, en esta Orden se establece la retribución a la inversión, y en su caso, la retribución a la operación, para el año 2022. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible el valor de la retribución a la operación se establece para el primer semestre de 2022.

b. Régimen retributivo de la actividad de comercialización

La actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

Es destacable la Ley 24/2013, desarrollada con posterioridad por el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos (consumidores de menos de una determinada potencia contratada, 10 kW, que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora libre). Estos precios serán únicos en todo el territorio español. La denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables (en el marco de los cuales se definen asimismo las categorías de vulnerables severos y en riesgo de exclusión social) y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor,

carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Dichos precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la tarifa de último recurso, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos y los costes de comercialización que correspondan. También se establecen los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las obligaciones de éstos en relación con el suministro a determinados colectivos de consumidores.

El Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, establece la metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor. La Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, fijó los valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el período 2014-2018, que resultan de aplicar la nueva metodología aprobada. Por su parte, la nueva redacción de la Ley 24/2013, derivada del Real Decreto-ley 6/2022 y el Real Decreto 897/2017, son el marco de referencia actual de todo lo relativo al bono social y el consumidor vulnerable.

El Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad adoptó medidas extraordinarias ante los altos precios de la luz y sus efectos en los consumidores durante los meses de otoño e invierno, incluyendo medidas fiscales suprimiendo para el cuarto trimestre de 2021 el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica -posteriormente ampliado hasta final de 2022- y reduciendo el impuesto especial sobre la electricidad, estableció la articulación de un mecanismo de minoración del exceso de retribución que determinadas instalaciones perciben como consecuencia del funcionamiento marginalista del mercado hasta marzo de 2022 y creó un suministro mínimo vital frente a la pobreza energética entre otras medidas. El Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural introduce una precisión respecto del Real Decreto-ley 17/2021 respecto del mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el precio de cotización del gas natural incluyendo que no resultará de aplicación a aquella energía producida por las instalaciones de generación de energía eléctrica que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo, cuando el precio de cobertura sea fijo, y siempre que el instrumento de contratación a plazo se haya celebrado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley o cuando, habiéndose celebrado con posterioridad a la entrada en vigor de dicho Real Decreto-ley, su periodo de cobertura sea superior a un año. Por otro lado, el Real Decreto-ley 18/2022 prorroga hasta el 31 de diciembre de 2023 el mecanismo de minoración establecido en el Real Decreto-ley 17/2021.

El Real Decreto-ley 23/2021, con sus actualizaciones posteriores, ha incrementado los descuentos del bono social eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2023.

El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del plan nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, introduce como beneficiarios del bono social tanto a las familias como a las personas convivientes en el mismo domicilio, al extenderse su aplicación a todos los perceptores del ingreso mínimo vital con contrato de suministro -tomando como referencia la unidad de convivencia en vez de la unidad familiar-. Además, aplica un mecanismo de apoyo a la industria electrointensiva consistente en una reducción en la factura eléctrica del 80 por ciento del coste correspondiente a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad, vigente desde el 1 de enero a 31 de diciembre de 2022.

La Orden TED/517/2022, de 8 de junio, por la que se determina la fecha de entrada en funcionamiento del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, da publicidad a la decisión de la Comisión Europea que autoriza dicho mecanismo. De acuerdo a la misma, a partir del día 14 de junio es aplicable el mecanismo de ajuste previsto en el Real Decreto-ley 10/2022 que afecta a la casación del mercado mayorista de la electricidad. El citado Real Decreto-ley tiene como fin la reducción del precio marginal de la electricidad en los mercados mayoristas de la península ibérica (España y

Portugal) y, en última instancia, promover una reducción de los precios minoristas soportados por todos los consumidores finales de electricidad. La medida será de aplicación hasta el 31 de mayo de 2023.

La medida emplea una fórmula matemática para limitar el precio del gas repercutido por las centrales térmicas en las ofertas que fijan el precio del mercado mayorista de la electricidad. El precio de referencia del gas que se establece en el mecanismo es variable, comenzando por un valor de 40 €/MWh durante los seis primeros meses e incrementándose en escalones mensuales sucesivos de 5 €/MWh. El Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles, ha regulado un nuevo tipo de renuncia voluntaria al régimen retributivo específico para las instalaciones de cogeneración y tratamiento de purines y lodos de aceite de oliva, de manera que las instalaciones que renuncien al régimen retributivo específico puedan solicitar la inclusión en el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, siempre que dicho mecanismo de ajuste se encuentre en vigor.

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía. El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, ha venido a trasponer la Directiva mediante la creación de un Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) en virtud del cual, se asigna a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, ha extendido el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética hasta el 31 de diciembre de 2030, dando así cumplimiento a la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento y del Consejo, de 11 de diciembre, la cual impone a los Estados miembros la consecución de un nuevo ahorro anual, desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, del 0,8% del consumo anual de energía final.

Intervención en el mercado de la energía

El día 7 de Octubre de 2022 entró en vigor el Reglamento (UE) 2022/1854 relativo a una intervención de emergencia para dar una respuesta y coordinada a escala de la Unión frente a los elevados precios de la energía, mediante el cual se establecieron de manera temporal varias medidas (i) un tope conjunto de 180 EUR por MWh a los ingresos de generación de electricidad a ciertos productores eléctricos designados en el Reglamento, (ii) una contribución solidaria temporal de las empresas y establecimientos permanentes de la Unión que operan en los sectores del petróleo crudo, el gas natural, el carbón y la refinería respecto de los beneficios obtenidos en los ejercicios fiscales 2022 y/o 2023 o, ambos, que estén por encima de un aumento del 20% de los beneficios imponibles medios generados en los cuatro ejercicios fiscales iniciados el 1 de enero de 2018, o después de esa fecha, y (iii) medidas para reducir la demanda mediante un objetivo vinculante de reducción del consumo bruto de electricidad mensual total en un 10 % en comparación con la media del consumo bruto de electricidad en los meses correspondientes del período de referencia (período comprendido entre el 1 de noviembre y el 31 de marzo de los cinco años consecutivos anteriores a la fecha en vigor del reglamento 2022/1854, a partir del período comprendido entre el 1 de noviembre de 2017 y el 31 de marzo de 2018) y una reducción del consumo bruto de la electricidad durante las horas punta.

A nivel España, el 28 de diciembre de 2022 se ha publicado la Ley 38/2022 que dispone que los operadores principales en el sector energético deberán satisfacer un gravamen (prestación patrimonial de carácter

público no tributaria) con carácter temporal. Para más información véase la Nota 22.

Bolivia

La Constitución Boliviana del año 2009 establece que la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está autorizada a suscribir contratos de servicios con empresas para que en su nombre y representación realicen actividades de exploración y explotación a cambio de una retribución o pago por sus servicios.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos") y reglamentación técnica y económica.

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo N° 28.701 que nacionaliza los hidrocarburos del país. Adicionalmente, se nacionalizaron las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A (hoy YPFB Andina).

En fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley N° 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera. Esta Ley fue reglamentada por medio del Decreto Supremo 2830 de 6 de julio de 2016 y posteriormente modificado por el Decreto Supremo 4616 de fecha 10 de noviembre de 2021.

Contratos de Operación y Contrato de Servicios Petroleros

Según la Ley de Hidrocarburos (anterior a la actual Constitución Boliviana (CPE)), cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada podrá celebrar con YPFB uno o más Contratos de Producción Compartida, Operación o Asociación para ejecutar actividades de Exploración y Explotación, por un plazo que no excederá los cuarenta (40) años. La CPE del año 2009 y la ley 767 limita el tipo contractual al Contrato de Servicios Petroleros, que tiene similares características al Contrato de Operación de la Ley 3058.

El Contrato de Operación y el Contrato de Servicios Petroleros son aquellos por el cual el Titular ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de Exploración y Explotación dentro del área materia del contrato, bajo el sistema de retribución, en caso de ingresar a la actividad de Explotación. YPFB no efectuará inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados al contrato, debiendo ser exclusivamente el Titular quien aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros necesarios.

YPFB retribuye al Titular por los servicios de operación en dinero a través de la Retribución del Titular. Este pago cubrirá la totalidad de sus costos de operación y utilidad. YPFB por su parte pagará las Regalías, Impuestos y Participaciones sobre la producción más los impuestos que le correspondan. Una vez iniciada la producción en un contrato de servicios petrolero, el Titular está obligado a entregar a YPFB, la totalidad de los hidrocarburos producidos. Del total producido y entregado a YPFB, el Titular tendrá derecho a una retribución bajo el Contrato de Operación y/o el Contrato de Servicios Petroleros.

Los Contratos de Servicios Petroleros y sus modificaciones, requieren ser autorizados y aprobados por Asamblea Legislativa Plurinacional según la Constitución Política del Estado (Poder Legislativo).

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación, efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Adicionalmente, el 8 de Mayo de 2009 se suscribieron con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular.

Canadá

Regulación de las actividades de exploración y producción

En las provincias canadienses de Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, donde reside el grueso de los intereses de exploración y producción de la Compañía en Canadá, los gobiernos provinciales son los propietarios de la mayoría de los derechos minerales sobre petróleo crudo y gas natural. Dichos gobiernos otorgan derechos para la explotación y la producción de petróleo y gas natural en terrenos de dominio público ("Crown lands") en las condiciones establecidas por la legislación y los reglamentos provinciales. Además de esos terrenos públicos, la Compañía participa en acuerdos conocidos como "leases" celebrados con propietarios de terrenos con recursos minerales mediante negociación directa. Las regalías relativas a la producción en terrenos públicos las establece el reglamento gubernamental, y en general se calculan como porcentaje del valor de la producción bruta en función de la productividad de los pozos, la localización geográfica, la fecha de descubrimiento de los yacimientos, el método de recuperación y el tipo y la calidad de la sustancia producida. En ocasiones, los gobiernos provinciales pueden ofrecer programas de incentivos a la exploración y el desarrollo. Dichos programas prevén reducciones de las regalías u otros cánones, o la oferta de determinados créditos fiscales. Los cánones y las regalías pagaderos por la producción en terrenos de propiedad privada se establecen mediante negociación entre el propietario y la compañía.

Las empresas que operan en el sector del petróleo y el gas natural canadiense están sujetas a una gran cantidad de normas y controles sobre operaciones (que incluyen los relativos a régimen de propiedad de las tierras, exploración, desarrollo, producción, refinado, transporte y comercialización, así como cuestiones medioambientales) resultantes de la legislación y la política promulgada tanto a nivel federal (por el gobierno de Canadá) como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la asumen, en general, organismos de regulación provincial que incluyen la Comisión del Petróleo y el Gas de Columbia Británica (British Columbia Oil and Gas Commission), el ente regulador de la Energía de Alberta (Alberta Energy Regulator) y el Ministerio de Medio Ambiente de Saskatchewan, además de órganos reguladores federales como la Agencia de Evaluación de Impacto de Canadá (Impact Assessment Agency of Canada) y el ente regulador de la energía de Canadá (Canada Energy Regulator).

Regulaciones medioambientales y de emisiones

Las normas medioambientales de los gobiernos provinciales y federales de Canadá restringen o prohíben la liberación o emisión de diversas sustancias que se consideran peligrosas, como el dióxido sulfúrico, el dióxido de carbono y el óxido nítrico.

Las normas también imponen condiciones o prohibiciones de operaciones en áreas medioambientalmente sensibles y establecen los requisitos que rigen el abandono y la reclamación de pozos e instalaciones en condiciones satisfactorias. El incumplimiento de la legislación, reglamentos, órdenes, directivas u otras directrices aplicables puede dar lugar a multas, suspensión de los trabajos, demandas u otras sanciones.

Además de las normas y el control de las actividades de exploración y producción, los gobiernos provinciales y federales de Canadá también han promulgado distintas normas sobre las emisiones. En concreto para la provincia de Alberta, donde se desarrollan la mayor parte de las actividades de la compañía, la Ley de Implementación de Innovación Tecnológica y Reducción de Emisiones (TIER, Technology Innovation and Emissions Reduction) establece un precio de 50 dólares canadienses por tonelada de emisiones de carbono.

La finalidad de las normas de la TIER es cumplir los estándares sobre el carbono impuestos a nivel federal.

El gobierno provincial de Alberta también se ha comprometido a reducir en un 45 % las emisiones de metano de las operaciones petrolíferas y de gas para 2025 con nuevos estándares de diseño de emisiones para las instalaciones, una mejora de la medición y los informes, y nuevos estándares regulados.

Además de los reglamentos provinciales, el gobierno federal de Canadá ha anunciado, dentro del Marco canadiense sobre crecimiento limpio y

cambio climático, la posibilidad de que las provincias apliquen incrementos del precio del carbono hasta 50 dólares canadienses por tonelada para 2022.

Estados Unidos de América

Exploración y producción en mar

The Company has operations on federal leases on the Outer Continental Shelf of the US Gulf of Mexico. Las dos agencias gubernamentales responsables de la exploración y producción en plataformas marinas son la Oficina de gestión de energía marina (Bureau of Ocean Energy Management o BOEM) y la Oficina encargada de seguridad y medioambiente (Bureau of Safety and Environmental Enforcement o BSEE) del Departamento del Interior de Estados Unidos. El BOEM se encarga de asegurar de un modo responsable el desarrollo económico y medioambiental de los recursos estadounidenses marinos. Sus funciones incluyen la emisión de "leases" (acuerdos que otorgan derechos mineros sobre petróleo y gas), la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas, la aprobación de planes de desarrollo y la realización de análisis según la Ley sobre Política Medioambiental Nacional y otros estudios medioambientales. El BSEE es responsable de la seguridad y la supervisión medioambiental de operaciones de petróleo y gas en plataformas marinas. Sus funciones incluyen el desarrollo y la aplicación de reglamentos de seguridad y medioambientales, la autorización de exploración, desarrollo y producción marina, la realización de inspecciones y la respuesta a vertidos de petróleo.

Exploración y producción en tierra

En cuanto a las actividades de exploración y producción en tierra, el sector del petróleo y el gas está regulado principalmente por la legislación de los estados individuales, excepto en lo relativo a algunos temas medioambientales y operaciones en terrenos federales. Actualmente, la Compañía tiene operaciones en Alaska, Pennsylvania y Texas. En sus respectivos estados Alaska y Texas, las actividades de exploración y producción están reguladas por el Departamento de Recursos Naturales de Alaska y la Comisión de Ferrocarriles de Texas, respectivamente. Cada uno de estos estados cuenta con su propia agencia de protección medioambiental. En Pensilvania, el Departamento de Protección Medioambiental local es responsable tanto de las actividades de protección medioambiental como de la regulación de las actividades de exploración y producción.

Las autoridades federales tienen jurisdicción sobre algunas cuestiones medioambientales que afectan al sector del petróleo y el gas. La Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (U.S. Environmental Protection Agency o EPA) aplica leyes y reglamentos tales como la Ley sobre aire limpio (Clean Air Act), la Ley sobre agua limpia (Clean Water Act) y la Ley de recuperación y conservación de recursos que regula los desechos peligrosos (Resource Conservation and Recovery Act). El impacto medioambiental de los proyectos lo regula la Ley sobre Política Medioambiental Nacional (National Environmental Policy Act o NEPA), que administran varias agencias federales en función del tipo de proyecto.

Transporte

La Comisión Reguladora de la Energía Federal (Federal Energy Regulatory Commission o FERC) rige el transporte del gas natural en el comercio interestatal y el transporte de petróleo por oleoducto en el mismo ámbito. Los estados regulan los demás tipos de transporte.

Gas natural licuado

La Ley sobre el gas natural concede a la FERC la capacidad exclusiva de regular las instalaciones de importación y exportación de gas natural licuado, que llegan a Estados Unidos y salen del país con la autorización de la Oficina de Energía Fósil del Departamento de Energía estadounidense (U.S. Department of Energy o DOE).

Negociación de gas, petróleo crudo y productos refinados

La FERC regula la venta de gas natural en el comercio interestatal. Una serie de organismos reguladores estadounidenses rigen el mercado de negociación de productos de petróleo y refinados. La Comisión de

Comercio Federal (Federal Trade Commission o FTC) regula las actividades de negociación de petróleo crudo. La Agencia de Protección Medioambiental (EPA) regula los productos refinados comercializados a consumidores particulares, como la gasolina y el diésel. La negociación de derivados financieros la regula la comisión del mercado de valores estadounidense (Commodities Futures Trading Commission o CFTC).

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Ley sobre consignaciones consolidada de 2016 (Ley pública N° 114-113). Este instrumento legislativo deroga el artículo 103 de la Ley de política y conservación energética (Energy Policy and Conservation Act o EPCA), eliminando la prohibición de la exportación de petróleo crudo producido en Estados Unidos. Esta ley preserva el poder del Presidente para restringir las exportaciones de petróleo en respuesta a una emergencia nacional, para aplicar sanciones comerciales y para resolver la escasez de oferta de petróleo o la distorsión sostenida de los precios del petróleo en niveles muy superiores a los del mercado.

Órdenes de la Administración de Biden

El 27 de enero de 2021, el presidente Biden emitió una Orden Ejecutiva titulada "Abordar la Crisis climática en el País y en el Extranjero". Esta Orden Ejecutiva dispone, entre otras cosas, "En la medida en que sea consistente con la ley aplicable, el Secretario del Interior suspenderá los nuevos arrendamientos de petróleo y gas natural en tierras públicas o en aguas marinas hasta que se complete una revisión integral y reconsideración de los permisos federales de petróleo y gas y prácticas de concesión y arrendamiento de gas a la luz de las amplias responsabilidades de administración del Secretario del Interior sobre las tierras públicas y en aguas marinas, incluido el clima potencial y otros impactos asociados con las actividades de petróleo y gas en tierras públicas o en aguas marinas. El Secretario del Interior completará esa revisión en consulta con el Secretario de Agricultura, el Secretario de Comercio, a través de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, y el Secretario de Energía. Al realizar este análisis, y en la medida en que sea compatible con la ley aplicable, el Secretario del Interior considerará si ajustar las regalías asociadas con los recursos de carbón, petróleo y gas extraídos de tierras públicas y aguas marinas, o tomar otra acción apropiada a tener en cuenta para los costes climáticos correspondientes". La Orden Ejecutiva no especifica una duración para la pausa dirigida en el arrendamiento de petróleo y gas nuevo.

El 15 de junio de 2021, un juez de distrito de los Estados Unidos en Luisiana emitió una orden judicial preliminar, con alcance nacional, contra la "pausa" de nuevos arrendamientos de petróleo y gas natural en tierras públicas o en aguas marinas que se encuentra en la Sección 208 de esta Orden Ejecutiva. On August 17, 2022, the U.S. Court of Appeals for the Fifth Circuit vacated this preliminary nationwide injunction, but the US District Judge subsequently issued a permanent injunction on August 18th against said Order, limited in scope to the thirteen plaintiff states of Louisiana, Alabama, Alaska, Arkansas, Georgia, Mississippi, Missouri, Montana, Nebraska, Oklahoma, Texas, Utah, and West Virginia.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo, establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector; el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas

que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y PERUPETRO S.A. El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores establece que, los contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO S.A., empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación con un licenciatario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el MINEM.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el MINEM.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda. Sin perjuicio de ello, a través del Decreto de Urgencia 010-2004 se creó el Fondo para la Estabilización de los Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC), como un fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo y sus derivados se traslade a los consumidores. El mecanismo de funcionamiento del FEPC establecido por el D.U. 010-2004 y su Reglamento, contempla que cuando el Precio de Paridad de Importación o Exportación, según sea el caso, resulta mayor que el Límite Superior de la Banda de Precios correspondiente, los Productores e Importadores podrían aplicar un descuento en los precios de los productos por el mismo valor definido por el factor de compensación aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, generándose una deuda del FEPC con dichos Productores e Importadores por el monto de las compensaciones aplicadas. Contrariamente, cuando el Precio de Paridad de Importación o Exportación, según sea el caso, resulta menor que el Límite Inferior de la Banda de Precios correspondiente, se genera una obligación de los Productores e Importadores con el FEPC definido por el factor de aportación. El artículo 10 del D.U. 010-2004 establece que cada compañía determinará libremente, de acuerdo a sus políticas comerciales, las primas o descuentos a aplicar para cada producto y cliente sobre los precios referenciales de OSINERGMIN, conservando la libertad de fijar los precios de venta a sus clientes.

Si bien el FEPC se aplicó por muchos años, en marzo del 2020 se excluyó al Diésel y al GLP del FEPC. Sin embargo, en marzo del 2021, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Decreto Supremo N.º 006-2021-EM, prorrogado por el Decreto Supremo N.º 015-2021-EM, que incluyó temporalmente al Diésel para uso vehicular en el FEPC (en el período comprendido entre el 27 de marzo y el 27 de agosto de 2021). Entre las modificaciones más saltantes del mecanismo de reconocimiento de las compensaciones del Fondo sólo a las empresas que mantienen su precio de venta primaria estabilizado y sin variación respecto del precio de venta primaria vigente a la fecha de publicación del referido decreto. Esta disposición condiciona las compensaciones al mantenimiento de precios fijos, contraviniendo la libertad de contratación, así como el artículo 77 de la LOH que establece que los precios del petróleo crudo y sus derivados se rigen por la oferta y la demanda y desnaturaliza el FEPC.

Posteriormente, el Decreto Supremo N.º 025-2021-EM, del 9 de noviembre de 2021 incluyó el Diésel de uso vehicular al FEPC por tiempo indefinido. También dispuso que Precio de Venta Primaria de dicho combustible debe mantenerse estabilizado, es decir, no se encuentre por encima de la Banda

de Precio Objetivo (definido por el OSINERGMIN) correspondiente, lo cual significa una variación con relación a la redacción de los decretos supremos del 2021 citados anteriormente, pero permanece inalterable la vulneración de principios como la libertad de contratación y la libre fijación de precios del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo con la oferta y la demanda conforme lo establece la normativa vigente, ya que establece un precio máximo para su comercialización, vulnerando la libertad de las empresas de establecer sus precios en el mercado. Situación similar está ocurriendo con el GLP, el cual fue incorporado al FEPC desde setiembre del 2021.

Portugal

En Portugal el Decreto-Ley N° 31/2006, de 15 de febrero fija el marco del Sistema Petrolífero Nacional (SPN) y ha sido desarrollado y reglamentado a través de extensa reglamentación administrativa.

Los precios de venta del petróleo crudo y de los productos petrolíferos son libremente fijados en el mercado, sin perjuicio de las reglas de competencia y de las obligaciones de servicio público, pero en las Regiones Autónomas de las Azores y Madeira los precios son administrativamente fijados por los Gobiernos Regionales. Según lo establecido en la Ley N° 69-A/2021, de 21 de octubre, el Gobierno cuenta con poderes para intervenir, de modo excepcional, en la fijación los márgenes máximos en cualquiera de los componentes comerciales del precio de venta al público de los combustibles simples o GLP envasado. Dichos márgenes máximos pueden ser definidos, con un plazo de duración, para cualquier de las actividades de la cadena de valor de los combustibles simples o del GLP envasado, siendo fijados por *Portaria* de los miembros del Gobierno responsables de las áreas de economía y de energía, tras la propuesta de la Entidad Reguladora del Sector Energético ("ERSE") y de la Autoridad de la Competencia ("AdC"), todavía no publicada.

La comercialización, que incluye la actividad de comercio mayorista y de comercio minorista, es libre, pero depende de la obtención de un certificado, además del cumplimiento de otras obligaciones, especialmente en materia fiscal y aduanera, regularidad de suministro, publicación de los precios y la prestación de información a distintos órganos administrativos competentes, así como de la comprobación de la idoneidad del comercializador.

Existencias mínimas de seguridad

Portugal está obligado a mantener existencias mínimas de seguridad en los sectores de petróleo crudo y/o de productos de petróleo, de acuerdo con el Decreto-Ley N° 165/2013, de 16 de diciembre, que transpuso la normativa comunitaria, correspondientes a 90 días de importaciones líquidas medias diarias de petróleo crudo y de productos de petróleo, en el país, en el último año, siendo legalmente posible hacer reservas en otro Estado Miembro de la UE, verificados todos los requisitos y cumplidas las formalidades exigidas.

Gas Licuado del Petróleo

La regulación del GLP -canalizado, envasado y granel- se establece a través del Decreto-Ley N° 57-A/2018, de 13 de julio y está sujeta a control de la ERSE, que asumió las atribuciones de la AdC en términos de supervisión, sin perjuicio de las competencias propias de la AdC para emitir recomendaciones y códigos de conducta, realizar estudios, inspecciones, decidir concentraciones, iniciar expedientes administrativos por infracciones al derecho de competencia e imponer multas, para lo que se le atribuyen amplios poderes de investigación, incluyendo el poder de realizar búsquedas domiciliarias.

El Decreto-Ley N° 5/2018, del 2 de febrero determina la obligatoriedad de comercializar GLP envasado en todas las EE.S del país, salvo previa dispensa bajo requerimiento fundamentado del interesado.

En lo que respecta a la comercialización de GLP, el Decreto-Ley N° 31/2006 prevé la comercialización de GLP envasado, canalizado y a granel. El suministrador de GLP granel queda obligado a dar al cliente o al suministrador elegido por el cliente, la opción de transmisión de la propiedad de la instalación (almacenaje y tuberías), en el vencimiento del contrato. En el GLP envasado, se establece la obligación legal de aceptar envases de otras compañías, sin costes para el cliente, tal y cual se detalla

en el Decreto-Ley N° 5/2018, de 2 de febrero, que determina además la obligatoriedad de comercializar envases de GLP en todas las EE.S de Portugal y determina que al GLP envasado se le aplique la normativa de los servicios públicos esenciales y la obligación de deducir al precio de venta del envase los "fondos de producto" que existan en la bombona entregada por el cliente, en los términos que se definirán en legislación reglamentar todavía no publicada.

Almacenamiento

La actividad de almacenamiento incluye la explotación (i) de instalaciones de almacenamiento destinadas al abastecimiento directo a clientes finales, (ii) de instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos en taras y (iii) de instalaciones de venta al por mayor, y tendrán una licencia emitida por el Ministro de la Tutela, mientras la concesión de licencia para las demás instalaciones de almacenamiento corresponde a las autoridades competentes para la atribución de licencias. El procedimiento de obtención de las licencias de explotación de instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos y condiciones de fiscalización se definen en el Decreto-Ley N° 267/2002.

El almacenamiento de combustibles líquidos, GLP y otros gases derivados del petróleo, combustibles sólidos y otros productos petrolíferos está regulado por el Decreto-Ley N° 267/2002, de 26 de noviembre y en la *Portaria* n° 1188/2003, de 10 de octubre.

Se establece el derecho de acceso de terceros a las grandes instalaciones de almacenaje que sean declaradas de interés público, cuyos titulares quedarán obligados a permitir el acceso a terceros, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, transparentes y objetivas, así como el derecho de acceso a las grandes instalaciones de almacenamiento y distribución de GLP canalizado para comercialización a clientes finales.

Estaciones de servicio (EE.S)

Las EE.S están sujetas a la obtención de licencia, de acuerdo con el Decreto-Ley N° 267/2002, de 26 de noviembre. La Ley N° 6/2015, de 16 de enero, impone a todos los operadores de EE.S la obligación de comercializar combustibles sin aditivos, denominados combustibles simples.

El Decreto-Ley N° 170/2005, de 10 de octubre, modificado por el Decreto-Ley n° 120/2008, de 10 de julio, obliga a publicitar los precios de venta de combustibles en los monolitos de las EE.S y, en el caso de áreas de servicio ubicadas en autopistas, paneles comparativos (se comparan los precios de las dos áreas de servicio siguientes) en la propia autopista.

Regulación medioambiental

En materia preventiva medioambiental el Decreto-Ley N° 151-B/2013, de 31 de octubre (Régimen Jurídico de la Evaluación del Impacto Medioambiental), establece que determinadas instalaciones (en particular las refinerías y petroquímicas, los ductos para transporte de petróleo, las instalaciones de almacenamiento de petróleo, productos petroquímicos o productos químicos, las instalaciones industriales de superficie para extracción de petróleo, entre otras), están sujetas a un procedimiento de inspección para evaluar los impactos significativos en el medioambiente y a la imposición de medidas condicionantes y/o compensatorias, mientras el Decreto-Ley N° 152-B/2017 determina que los cambios climáticos, la población y salud humana y el suelo deberán ser objeto de evaluación en los procedimientos futuros.

El Decreto-Ley N° 127/2013, de 30 de agosto, establece el régimen de las emisiones industriales, con el objetivo de evitar y reducir las emisiones y se aplica a las instalaciones industriales en este sector, en particular a las refinerías y petroquímicas, estableciendo la obligación de obtener una licencia medioambiental que fije un amplio conjunto de requisitos y condiciones que el beneficiario debe respetar, en particular límites de emisión de contaminantes y medidas para la gestión de residuos, entre otros, previamente al desarrollo de la actividad.

El Decreto-Ley N° 12/2020, de 6 de abril, impone a los operadores que produzcan gases de efecto invernadero la obligación de obtener un TEGEE – Título de Emissão de Gases com Efeito de Estufa, de acuerdo con las Directivas Comunitarias y del Protocolo de Kioto, mientras la *Portaria* 420-B/2015, de 31 diciembre impone en algunos productos petrolíferos tasas

adicionales sobre emisiones de CO₂, basadas en los precios de las subastas de licencias de emisión en el CELE.

El régimen jurídico de responsabilidad medioambiental ha sido aprobado por el Decreto-Ley N° 147/2008, de 29 de julio, y define el ámbito objetivo y subjetivo de la responsabilidad medioambiental de los operadores económicos, imponiendo la obligación de constitución de una o más garantías financieras (propias y autónomas, alternativas o complementarias entre sí) que permita a los operadores asumir la responsabilidad medioambiental inherente a su actividad, que se podrán constituir a través de diversos instrumentos. Este régimen se complementa con la “Ley Cuadro de las Contra-Ordenaciones Medioambientales”, publicada por la Ley N° 50/2006, de 29 de agosto, que fija multas cuyos límites máximos pueden alcanzar los 5 millones de euros.

El Decreto-Ley N° 75/2015, de 11 de mayo, estableció el Título Único Medioambiental que contiene todas las condiciones para la construcción, exploración y monitorización de un proyecto en materia medioambiental y todos los títulos y permisos administrativos necesarios para desarrollar la actividad, cuyo modelo ha sido aprobado por la Portaria N° 137/2017, de 2 de abril.

El Decreto-Ley N° 68-A/2015, de 30 de abril, establece la normativa relativa a la eficiencia energética y producción en cogeneración, transponiendo la Directiva N° 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012, aplicable a otras empresas que no sean “PME” (Pequeñas y Medias Empresas) y que quedan obligadas a registrarse en la DGECE y registrar toda la información relativa a sus consumos de energía, para monitorizar la evolución de dichos consumos, debiendo además realizar una auditoría energética independiente cada cuatro años.

Cambio climático y combustibles alternativos

La Resolución del Consejo de Ministros N° 53/2020, de 10 de julio, aprobó el PNEC 2030 (Plan Nacional Energía y Clima 2030), definiendo como objetivos, entre otros, descarbonar la economía nacional y reforzar la apuesta por las energías renovables y reducir la dependencia energética del país y la Resolución del Consejo de Ministros N° 63/2020, de 14 de agosto, aprobó el Plan Nacional del Hidrógeno – EN-H2, de origen exclusivamente verde.

Los niveles de calidad y características de los productos petrolíferos se encuentran previstas en (i) el Decreto-Ley N° 89/2008, de 30 de mayo (reglas de calidad relativas a gasolinas y gasóleo) y en (ii) el Decreto-Ley N° 281/2000, de 10 de noviembre, que establece los límites del nivel de azufre de determinados tipos de combustible líquidos derivados del petróleo.

El Decreto-Ley N° 117/2010, de 25 de octubre establece (i) los criterios de sostenibilidad de la producción y utilización de biocarburantes y de biolíquidos, independientemente de su origen, (ii) los mecanismos de promoción de biocarburantes en los transportes terrestres, y (iii) los límites de incorporación obligatoria de biocarburantes para el período 2011-2020, cuyas metas para el período 2020-2030 fueron actualizadas por el Decreto-Ley N° 60/2020, de 17 de agosto.

El Decreto-Ley N° 60/2017, de 9 de junio, establece el marco legal de creación de una infraestructura de combustibles alternativos, definidos cómo: electricidad, hidrógeno, biocombustibles, combustibles sintéticos y parafínicos, gas natural – comprimido o licuado y GLP. La Resolución del Consejo de Ministros N° 88/2017, de 26 de junio, aprobó el Cuadro de Acción Nacional para el desarrollo del mercado de combustibles alternativos en el sector de los transportes.

La Ley sobre las Bases del Medioambiente (Ley N° 98/2021, de 31 de diciembre) establece el marco normativo bajo el cual Portugal se compromete a alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 a través de la puesta en marcha de medidas y políticas de transición energética. La Ley deberá ser concretada a lo largo de los próximos años por legislación complementaria que introducirá modificaciones en el sector energético a través de la implementación de distintas medidas y políticas de transición energética: fiscalidad verde, tasas de carbono sobre el uso de los combustibles, políticas para el uso de vehículos eléctricos y híbridos de cara a la prohibición de la comercialización de vehículos impulsados exclusivamente por combustibles fósiles en 2035, uso restrictivo de gas

natural de origen fósil en la producción de electricidad, incentivos al uso de fuentes de origen renovable en la producción de electricidad, economía circular en la industrialización.

El Decreto-Ley N° 30-A/2022, del 18 de abril, aprobó un conjunto de medidas excepcionales destinadas a garantizar la simplificación de los procedimientos de producción de energía a partir de fuentes renovables. Estas medidas estarán en vigor durante un periodo de 2 años.

El 19 de octubre fue aprobado el Decreto-Ley N° 72/2022 que reforzó las medidas excepcionales de flexibilización previstas en el Decreto-Ley 30-A/2022, aplicables principalmente a los proyectos de instalación de plantas de energía renovable (incluidas las plantas fotovoltaicas), instalaciones de almacenamiento, unidades de producción para el autoconsumo y unidades de producción de hidrógeno verde.

Las novedades se centran, principalmente, en: (i) la agilización de los procesos de control previo de las operaciones urbanísticas; (ii) la creación de un nuevo criterio de priorización en el acceso a los acuerdos de reserva de capacidad con los operadores de red, y (iii) la posibilidad de ampliar el plazo del periodo de prueba de operación pre-comercial de las centrales que obtuvieron capacidad de recepción en la red pública en las subastas de 2019, 2020 y 2021.

Regulación del sector eléctrico y gas natural

En Portugal el Decreto-Ley N° 15/2022, del 14 de enero, fija el marco del Sistema Eléctrico Nacional y ha sido desarrollado y reglamentado a través de diversa reglamentación administrativa.

El Decreto-Ley N° 62/2020, de 28 de agosto, fija el marco del Sistema Nacional de Gas y ha sido desarrollado y reglamentado a través de extensa reglamentación administrativa.

Al amparo del Decreto-Ley N° 15/2022, la Portaria N° 112/2022, del 14 de enero, aprueba el Estatuto del Cliente Electrointensivo que establece un conjunto de obligaciones e incentivos destinados a garantizar a las instalaciones que se benefician de ello condiciones de mayor igualdad en términos de competencia en relación con instalaciones de naturaleza similar que operan en otros Estados miembros de la Unión Europea.

El régimen de la comercialización de electricidad para la movilidad eléctrica está reglamentado por el Decreto-Ley N° 39/2010, de 26 de abril, que determina que la actividad sólo puede ser ejercida por operadores de puntos de recarga debidamente licenciados.

Los precios de los suministros de electricidad y gas natural de los comercializadores de mercado a sus clientes se acuerdan libremente entre las partes. No obstante, los precios incluyen una parte correspondiente a las tarifas de acceso a las redes establecidas de acuerdo con los Reglamentos Tarifarios del sector eléctrico y del sector del gas (Reglamento N° 785/2021 y Reglamento N° 368/2021, de 28 de abril), aprobados por la ERSE.

Las tarifas de electricidad hasta 31 de diciembre de 2022 fueron aprobadas (en régimen de aprobación excepcional) por la Directiva N° 17/2022, de 6 de julio. Las tarifas de gas para vigorar de 1 de octubre de 2022 hasta 30 de septiembre de 2023 fueron aprobadas por la Directiva N° 15/2022, de 28 de junio.

La comercialización, que incluye la actividad de comercio mayorista y de comercio minorista, es libre, pero depende de registro por la Dirección General de Geología y Energía, además del cumplimiento de otras obligaciones, de calidad de suministro, y la prestación de información a distintos órganos administrativos competentes, así como de la comprobación de la idoneidad del comercializador. Para acceder al régimen de mercado mayorista es necesario detener el estatuto de agente de mercado, de acuerdo con el Reglamento de las Relaciones Comerciales y la actuación en los mercados mayoristas está sujeta al régimen establecido en el Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

Los comercializadores celebran con los operadores de las redes de transporte y distribución de electricidad y con los operadores de las redes de transporte, infraestructuras de almacenamiento y distribución de gas

natural los contratos de acceso a las redes de acuerdo con el Reglamento de Relaciones Comerciales del sector eléctrico y del sector de gas (Reglamento N° 1129/2020, de 30 de diciembre), el Reglamento de Acceso a las Redes e Interconexiones del sector eléctrico (Reglamento N° 560/2014, de 22 de diciembre, modificado por el Reglamento N° 620/2017, de 18 de diciembre) y el Reglamento de Acceso a las Redes e Interconexiones del sector del gas (Reglamento N° 407/2021, de 12 de mayo) aprobados por la ERSE.

El Decreto-Ley N° 33/2022, de 14 de mayo, estableció el mecanismo excepcional y temporal de ajuste de los costes de generación eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad ("MIBEL"). Este decreto-ley se publica simultáneamente con la publicación, en España, del Real Decreto-ley N°10/2022, de 13 de mayo, con un objetivo y contenido similar.

La obligación de constitución de reservas de seguridad de gas natural recae sobre los comercializadores en régimen de mercado y los comercializadores de último recurso. Las cantidades mínimas globales de reservas de seguridad son fijadas por *Portaria* del Ministro responsable por el sector energético y no pueden ser inferiores a las cantidades necesarias para garantizar el consumo de los clientes protegidos y para satisfacer el consumo no interrumpible de las centrales eléctricas en régimen ordinario en los 12 meses anteriores al mes de cálculo. De acuerdo con la *Portaria* N° 297/2011, de 16 de noviembre, las reservas mínimas de seguridad son: (i) al 31 de diciembre de 2015, 24 días de consumo promedio, (ii) al 31 de diciembre de 2020, 30 días de consumo promedio, y (iii) al 31 de diciembre de 2025, 35 días de consumo promedio.

El Decreto-Ley N° 70/2022, del 14 octubre, determina la creación de reservas estratégicas adicionales de gas natural, pertenecientes al Estado Portugués, y determina medidas extraordinarias y temporarias de seguridad del aprovisionamiento de gas.

Los suministros de electricidad y de gas natural son calificados como de servicios públicos esenciales y por eso sometidos al régimen de los servicios públicos esenciales establecido en la Ley N° 23/96, de 26 de julio, en su redacción actual, que establece distintos mecanismos de protección a los clientes como sean las obligaciones de información y asistencia de los comercializadores, obligaciones de notificaciones con antecedencias mínimas para interrupciones de los suministros, prohibición de consumos mínimos y plazos mínimos de pago y de prescripciones del derecho de recibir los precios de los servicios.

La actividad de comercialización de electricidad y de gas natural está sujeta al cumplimiento de los requisitos y estándares de calidad del servicio establecidos en el Reglamento de Calidad del Servicio aprobado por la ERSE, que establece obligaciones de compensación a los clientes en caso de incumplimiento.

La comercialización de electricidad y de gas natural está sujeta a la reglamentación y supervisión por parte de la ERSE y al régimen sancionatorio del Sector Energético establecido en la Ley N° 9/2013 de 28 de enero. Como regulador del sector, la ERSE es la autoridad administrativa con competencia para supervisión y aplicación de sanciones en consecuencia de prácticas comerciales desleales, incumplimientos en la prestación de servicios de promoción, información y apoyo a los consumidores y usuarios a través de los centros de atención telefónica, los deberes relacionados con el libro de reclamaciones y el régimen aplicable a las garantías en los contratos de suministro a los consumidores de servicios públicos esenciales.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera. De acuerdo a la LOH, las actividades relativas a la exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, están reservadas al Estado, quien podrá realizarlas directamente o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante Empresas Mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

Los acuerdos de Empresas Mixtas a que se refiere la LOH, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD).

Las actividades relativas a la exploración, explotación, recolección, almacenamiento, utilización, industrialización, comercialización y transporte del gas natural no asociado y del gas asociado se rigen por lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento. En fecha 14 de enero de 2016 se publicó el Decreto Presidencial N° 2.184 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214, mediante el cual se declaró Estado de Excepción y Emergencia Económica en todo el territorio nacional, por un lapso de sesenta (60) días, el cual le faculta a dictar medidas excepcionales y extraordinarias de orden económico, social, ambiental, político, jurídico entre otros. El Estado de Excepción y Emergencia ha sido extendido consecutivamente en varias oportunidades, siendo la última, el Decreto Presidencial N° 4.440, publicado el 23 de febrero de 2021, en la Gaceta Oficial (Extraordinario) N° 6.615, por sesenta (60) días de duración, contados a partir de su publicación. La Asamblea Nacional Constituyente fue promovida por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Nicolás Maduro, mediante el Decreto Presidencial N° 2.830 publicado el 1 de mayo de 2017, órgano al que todos los organismos del Poder Público quedan subordinados estando obligados a cumplir y a hacer cumplir los actos jurídicos que emanen de dicha Asamblea. El tiempo máximo de funcionamiento de esta Asamblea se ha fijado en un plazo de dos años. El 20 de mayo de 2019 la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial N° 41.636 un Decreto Constituyente mediante el cual extendió la vigencia de funcionamiento de la Asamblea Nacional Constituyente al menos hasta el día treinta y uno (31) de diciembre del año dos mil veinte (2020).

En Gaceta Oficial N° 41.310 del 29 de diciembre de 2017, se publicó la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, la cual establece principios, políticas y procedimientos que regulen las inversiones extranjeras productivas de bienes y servicios. La legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía se aplicará con preferencia a dicha ley, entre ellos, los relacionados con la materia de hidrocarburos, minería y telecomunicaciones. A la fecha, no ha sido publicado el Reglamento sectorial correspondiente.

El 5 de enero de 2018 culminó el plazo establecido en la Resolución N° 164 del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, publicada en la Gaceta Oficial del 6 de diciembre de 2017, para la revisión y validación de todos los contratos nacionales e internacionales suscritos y los que están por suscribirse, por parte de PDVSA, sus filiales y las Empresas Mixtas donde PDVSA posea acciones. A la fecha, el proceso de revisión continúa en curso en las Empresas Mixtas, encontrándose a la espera de los resultados del mismo.

En Gaceta Oficial N° 41.825, de fecha 19 de febrero de 2020, fue publicado el Decreto Presidencial N° 4.131 mediante el cual se declaró la emergencia energética de la industria de hidrocarburos, para adoptar las medidas necesarias para garantizar la seguridad energética nacional y proteger la industria ante la agresión multiforme, externa e interna, que se ejecuta para afectar la producción y comercialización petrolera del país. En dicho Decreto se ordenó la creación de la Comisión Presidencial para la Defensa, Reestructuración y Reorganización de la Industria Petrolera Nacional Alí Rodríguez Araque, la cual tiene como objeto el diseño, supervisión, coordinación y reimpulso de todos los procesos productivos, jurídicos, administrativos, laborales y de comercialización de la industria petrolera pública nacional y sus actividades conexas, incluyendo a PDVSA y la CVP; pudiendo esta Comisión diseñar y aplicar un conjunto de medidas especiales, de carácter temporal, dirigidas a incrementar, mejorar y reimpulsar las capacidades productivas, de gestión administrativa,

financiera y comercial de la industria petrolera pública nacional y sus actividades conexas.

Posteriormente, en Gaceta Oficial N.º 42.071, de fecha 19 de febrero de 2021, el Presidente de la República a través de Decreto N.º 4.436, prorrogó por doce (12) meses, el plazo establecido en el Decreto N.º 4.268, de fecha 19 de agosto de 2020, mediante el cual fue declarada la emergencia energética de la industria de hidrocarburos.

En la Gaceta Oficial (Ext.) N.º 6.583, de fecha 12 de octubre de 2020, la Asamblea Nacional Constituyente publicó la denominada Ley Constitucional Antibloqueo para el Desarrollo Nacional y la Garantía de los Derechos Humanos ("Ley Antibloqueo"), con vigencia desde la fecha de su publicación. La ley tiene por objeto establecer un marco normativo que provea al Poder Público de herramientas jurídicas para contrarrestar, mitigar y reducir los efectos nocivos generados por la imposición, contra Venezuela de medidas coercitivas unilaterales y otras medidas restrictivas o punitivas, emanadas o dictadas por otro Estado o grupo de Estados, por organizaciones internacionales u otros entes públicos o privados foráneos, que afectan los derechos humanos, atentan contra el Derecho Internacional y afectan el derecho al desarrollo libre y soberano del pueblo venezolano consagrado en la Constitución.

La nueva legislación es de orden público y de interés general, por lo que sus disposiciones serán aplicables a todas las ramas del Poder Público, así como a las personas naturales y jurídicas, públicas y privadas en todo el territorio nacional.

Régimen monetario

El 20 de febrero de 2018, se anunció el lanzamiento de la criptomoneda "Petro", respaldada con reservas del campo 1 del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, con el objetivo de crear una moneda alternativa al dólar y una economía digital y transparente para el beneficio de los países emergentes. Dicha compra podrá realizarse en divisas convertibles: yuanes, liras turcas, euros y rublos. El 19 de marzo, el Presidente de los Estados Unidos de América firmó la orden ejecutiva por la que prohíbe a personas estadounidenses y residentes en Estados Unidos realizar transacciones con cualquier moneda digital emitida por el gobierno venezolano a partir del 9 de enero de 2018, lo cual aumenta el régimen de sanciones de dicho país sobre personas naturales y jurídicas de Venezuela.

El 2 de agosto de 2018, la Asamblea Nacional Constituyente publicó en la Gaceta Oficial N.º 41.452 un Decreto mediante el cual se establece la Derogatoria de la Ley del Régimen Cambiario y sus Ilícitos, con el propósito de otorgar a los particulares, tanto a personas naturales como jurídicas, nacionales o extranjeras, las más amplias garantías para el desempeño de su mejor participación en el modelo de desarrollo socioeconómico del país. El 7 de septiembre de 2018 el Banco Central de Venezuela (BCV) publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria N.º 6.405 el denominado Convenio Cambiario N.º 1 (el "Convenio Cambiario"), cuyo objeto es el de establecer la libre convertibilidad de la moneda en todo el territorio nacional.

El 2 de mayo de 2019 el Banco Central de Venezuela publicó en la Gaceta Oficial N.º 41.624 la Resolución N.º 19-05-01, mediante la cual se habilitan las denominadas mesas de cambio de divisas.

El 19 de noviembre de 2019, la Presidencia de la República publicó un Decreto mediante el cual se instruye a las personas naturales y jurídicas, públicas y privadas en cuanto a la obligatoriedad del registro de información y hechos económicos expresados contablemente en Criptoactivos Soberanos, sin perjuicio de su registro en bolívares.

El Banco Central de Venezuela emitió una circular el 13 de marzo de 2020 que permitió a las instituciones bancarias autorizadas, a vender divisas en efectivo, según el Convenio Cambiario N.º 1. La circular entró en vigencia el 13 de marzo de 2020 y estableció que son sujetos de aplicación los bancos universales y casas de cambio regulados por la Ley de Instituciones del Sector Bancario y autorizados como intermediarios especializados para efectuar operaciones cambiarias al menudeo.

La misma circular establece que los sujetos indicados anteriormente deben solicitar una autorización a la Gerencia de Operaciones Cambiarias del BCV para vender divisas en efectivo derivadas de las operaciones cambiarias al menudeo. Estas últimas son operaciones de venta de divisas

por cantidades iguales o inferiores a 8,500 Euros, o su equivalente en otra divisa.

El 6 de agosto de 2021, mediante Decreto N.º 4.553 publicado en Gaceta Oficial N.º 42.185 de la misma fecha, el Ejecutivo Nacional decretó una nueva expresión monetaria del bolívar, efectiva a partir de 1 de octubre del año 2021, lo que trajo como consecuencia que todo importe expresado en moneda nacional, antes de la citada fecha, deberá ser convertido a la nueva unidad, dividiendo entre un millón (1.000.000).

Posteriormente, en Gaceta Oficial N.º 42.191 de 16 de agosto de 2021, el Banco Central de Venezuela dictó las Normas que Rigen la Nueva Expresión Monetaria (Resolución N.º 21-08-01), para regular aspectos relacionados con la nueva escala monetaria del bolívar establecida en el Decreto N.º 4.553 del Ejecutivo Nacional.