

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

Informe de auditoría

Cuentas anuales consolidadas al 31 de diciembre de 2021

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 2021, 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 2021, 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

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.

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas presentan, a 31 de diciembre de 2021, un inmovilizado intangible (incluyendo el fondo de comercio) y un inmovilizado material, por importe de 3.497 millones de euros (nota 11) y 21.726 millones de euros (nota 12), respectivamente.

Estos activos se asignan a las unidades generadoras de efectivo (UGE) tal como se indica en las notas 3.6 y 21 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.

Asimismo, según se muestra en la nota 13, el Grupo tiene negocios conjuntos cuyo valor neto contable al cierre del ejercicio 2021 asciende a 3.349 millones de euros.

El Grupo realiza anualmente el análisis de deterioro de los activos indicados por UGE, de acuerdo con la metodología e hipótesis clave indicadas en las notas 3.6 y 21, y determina el valor recuperable del importe en libros de dichos activos 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 en consonancia con los objetivos de transición energética y de descarbonización de la economía.

En este contexto, y a la vista del entorno alcista de los mercados de *commodities*, el Grupo ha estimado las sendas de precios del crudo, gas natural, derechos y certificados de CO2 y electricidad, contemplando escenarios consistentes con su estrategia para ser una compañía cero emisiones netas en 2050, las perspectivas de recuperación económica post pandemia del COVID-19 y las políticas de transición energética en China, Estados Unidos o la Unión Europea (notas 3.6, 21 y 30).

En primer lugar, hemos obtenido un entendimiento de los compromisos del Grupo Repsol en materia de transición energética y cambio climático, con la ayuda de nuestros especialistas, mediante entrevistas con la dirección y el análisis de información pública del Grupo Repsol sobre los mismos (el Plan Estratégico 2021-2025, la documentación publicada en el *Low Carbon Day*, el Informe de gestión consolidado, el Estado de información no financiera consolidado, los *Prospectus* de emisiones de deuda en 2021), así como a través del análisis y evaluación de dichos compromisos en los planes estratégicos de los negocios, en particular en los de Exploración y Producción y Refino en España.

Por otra parte, hemos obtenido un entendimiento del entorno del sector (evolución de precios, presentaciones de resultados de otras empresas del sector, informes de analistas, expectativas de grupos de inversores sobre cambio climático, etc.) para evaluar la alineación de las prioridades estratégicas del Grupo con la realidad del mercado global de hidrocarburos.

Asimismo, hemos obtenido un entendimiento, tanto de la metodología aplicada, como de los controles relevantes que el Grupo tiene establecidos para el análisis de la recuperación de los activos.

Además, consideramos la adecuación de la asignación realizada de los activos a las UGEs, y el proceso para identificar aquellas que requieren evaluación de deterioro según los requisitos de la normativa aplicable.

Cuestiones clave de la auditoría

Por otra parte, para la preparación de los desgloses relativos a cambio climático y transición energética y su impacto en los análisis de deterioro, la dirección ha tenido en cuenta, según describe en las notas 1 y 30, las recomendaciones de la *Task Force on Climate related Financial Disclosure* (TCFD) y la publicación del IASB “Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros”.

Además, la dirección ha realizado un análisis de sensibilidad (nota 21.2) sobre las hipótesis clave que, en base a la experiencia histórica, razonablemente puedan sufrir variaciones.

Como consecuencia de los análisis anteriores, la dirección del Grupo ha dotado correcciones valorativas, netas de reversiones, por los importes indicados en la nota 21.1.c).

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 (nota 3.6) sobre las hipótesis clave utilizadas, afectadas por la consideración de los impactos del cambio climático y de la transición energética. Dichos juicios y estimaciones están sujetos a incertidumbre y cambios futuros en las hipótesis clave podrían tener un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

Modo en el que se han tratado en la auditoría

Con la colaboración de nuestros expertos en valoraciones, hemos evaluado las hipótesis y las principales estimaciones utilizadas en los cálculos, que incluyen tanto estimaciones a corto como a largo plazo sobre la evolución de los precios de los hidrocarburos, la electricidad y los derechos y certificados de CO₂, la estimación de las reservas y recursos de hidrocarburos, los perfiles de producción de las reservas y recursos de hidrocarburos, los márgenes de refino, los costes de operación, las inversiones necesarias, el periodo de las proyecciones y las tasas de descuento.

En concreto, en relación con los precios futuros de los hidrocarburos, la electricidad y los derechos y certificados de CO₂ hemos comparado las estimaciones realizadas por la dirección con información publicada por bancos de inversión, consultoras y organizaciones y agencias relevantes de la industria y hemos comprobado que contemplan escenarios de transición energética y descarbonización de la economía, así como hemos evaluado la coherencia de dichas estimaciones con los objetivos establecidos por el Grupo en esta materia en sus planes estratégicos.

En relación con la estimación de las reservas y recursos de hidrocarburos, hemos 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. Además, hemos 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.

Por otro lado, en relación con las actividades de Refino en España hemos analizado 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.

Asimismo, hemos comprobado la precisión matemática de los cálculos y 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, en su caso. Además, hemos evaluado los cálculos de sensibilidad llevados a cabo por la dirección.

Cuestiones clave de la auditoría**Modo en el que se han tratado en la auditoría**

Finalmente, consideramos la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a la evaluación de valor recuperable de estos activos y evaluamos la coherencia de los desgloses incorporados con la información incluida en el informe de gestión consolidado y el estado de información no financiera consolidado.

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 razonables y coherentes con la evidencia obtenida.

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 2021 el saldo de los activos por impuesto diferido asciende a 2.878 millones de euros, de los que, según se indica en la nota 23.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, el importe correspondiente a bases imponibles negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar asciende a 2.756 millones de euros.

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 23, 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 reducido el importe de los activos por impuesto diferido registrados en balance por la cuantía indicada en las notas 21.1 y 23.3.

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 3.6) sobre los beneficios fiscales futuros, lo que afecta a la evaluación sobre su recuperabilidad.

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 utilizadas por la dirección en las proyecciones financieras utilizadas para determinar los beneficios fiscales futuros con las hipótesis utilizadas en los análisis de deterioro de los activos intangibles y materiales del Grupo.

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 razonables y coherentes con la evidencia obtenida.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Evaluación de la recuperación de los activos del Grupo en Venezuela</p>	
<p>Tal como se muestra en la nota 21.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas, la exposición patrimonial del Grupo en Venezuela a 31 de diciembre de 2021 asciende a 298 millones de euros. Este importe incluye, principalmente, la financiación en dólares otorgada por el Grupo a los negocios conjuntos Cardon IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A., por importe de 166 millones de euros (nota 13) y 304 millones de euros (nota 8), respectivamente, y los créditos comerciales a cobrar frente a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) por importe de 344 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 500 millones de euros (nota 13).</p>	<p>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, incluyendo los controles relevantes implantados.</p>
<p>Según se detalla en la nota 21.3, la situación general del país está afectada por una economía en recesión, 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, el estado de emergencia económica y las medidas sancionadoras internacionales, entre otros.</p>	<p>Con la colaboración de nuestro equipo en Venezuela, hemos realizado un entendimiento de la situación política, social y económica del país.</p>
<p>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 21.3 de las cuentas anuales consolidadas adjuntas.</p>	<p>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.</p>
<p>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 352 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según se detalla en la nota 21.3.</p>	<p>Adicionalmente, hemos evaluado la información financiera del negocio conjunto Petroquiriquire, S.A., que se ha integrado en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.</p>
<p>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.</p>	<p>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 <i>“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”</i>.</p>
<p>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 352 millones de euros en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según se detalla en la nota 21.3.</p>	<p>Además, hemos analizado la razonabilidad de la provisión para riesgos y gastos constituida.</p>
<p>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.</p>	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Obtención y evaluación de los contratos de préstamo a Cardón IV, S.A. y Petroquiriquire, S.A., así como otra información contractual relevante.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>Esta cuestión requiere un elevado nivel de juicio y estimación (nota 21.3) 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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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 calificado para llevar a cabo tal encargo. <p>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.</p> <p>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 razonables y coherentes con la evidencia obtenida.</p>

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)

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 “Notice of arbitration” 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.

El Tribunal Arbitral decidió la bifurcación del procedimiento en dos fases: La 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.

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con este asunto han incluido, entre otros, los siguientes:

- Reuniones con la dirección del Grupo para comprender su análisis y evaluación de los riesgos que subyacen de los laudos.
- Obtención de la evaluación de los abogados externos del Grupo sobre la calificación de los riesgos identificados para el Grupo Repsol en los laudos y sus implicaciones.

Cuestiones clave de la auditoría	Modo en el que se han tratado en la auditoría
<p>El 29 de enero de 2020, el Tribunal arbitral de Singapur emitió un laudo parcial, que abordaba únicamente la cuestión relativa a Reservas. En dicho laudo parcial, el Tribunal Arbitral decidió que ROGCI y TCHL son responsables ante Sinopec y Addax con respecto a dicha cuestión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Con la colaboración de nuestros expertos legales hemos analizado la documentación relacionada con el laudo, y hemos evaluado si los riesgos identificados en el laudo por los abogados internos y externos se corresponden con su contenido.
<p>El 28 de abril de 2020, el Grupo Repsol impugnó el laudo parcial ante los tribunales de Singapur, estimando por su parte que el recurso de anulación se resolverá durante el tercer trimestre de 2022. Como consecuencia de este laudo parcial, el Grupo registró una provisión en ejercicios anteriores.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
<p>El 20 de abril de 2021 el Tribunal Arbitral ha emitido un nuevo laudo parcial, que completa la fase de responsabilidad, en el que ha declarado responsables a TCHL y ROGCI por la cuestión relativa a Producción y desestima las reclamaciones de Addax y Sinopec respecto al resto de las cuestiones. Tras este laudo, que también ha sido impugnado por el Grupo Repsol, el proceso arbitral continuará en su fase de cuantificación, cuya decisión no se prevé antes del cuarto trimestre de 2023.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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. • Comprobación de que los importes registrados en las cuentas anuales consolidadas coinciden con los resultados de los cálculos indicados anteriormente.
<p>El laudo parcial del 20 de abril de 2021 permite una mejor estimación de las responsabilidades que se podrían derivar de este arbitraje, por lo que, apoyado por sus abogados y asesores externos, el Grupo ha reestimado la provisión necesaria para cubrir los riesgos del proceso arbitral, reduciendo la provisión registrada al cierre del ejercicio 2020 tal como se indica en la nota 15 de las cuentas anuales consolidadas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de la suficiencia de la información revelada en las cuentas anuales consolidadas respecto a este asunto.
<p>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.</p>	<p>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.</p>

Otra información: Informe de gestión consolidado

La otra información comprende exclusivamente el informe de gestión consolidado del ejercicio 2021, 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 2021 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.

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.



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

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.



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

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 2021 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 2021 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.

Informe adicional para la comisión de auditoría y control 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 17 de febrero de 2022.



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

Periodo de contratación

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de marzo de 2021 nos nombró como auditores del Grupo por un periodo de un año para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Con anterioridad, fuimos designados por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas para el periodo de tres 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 31.2 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas.

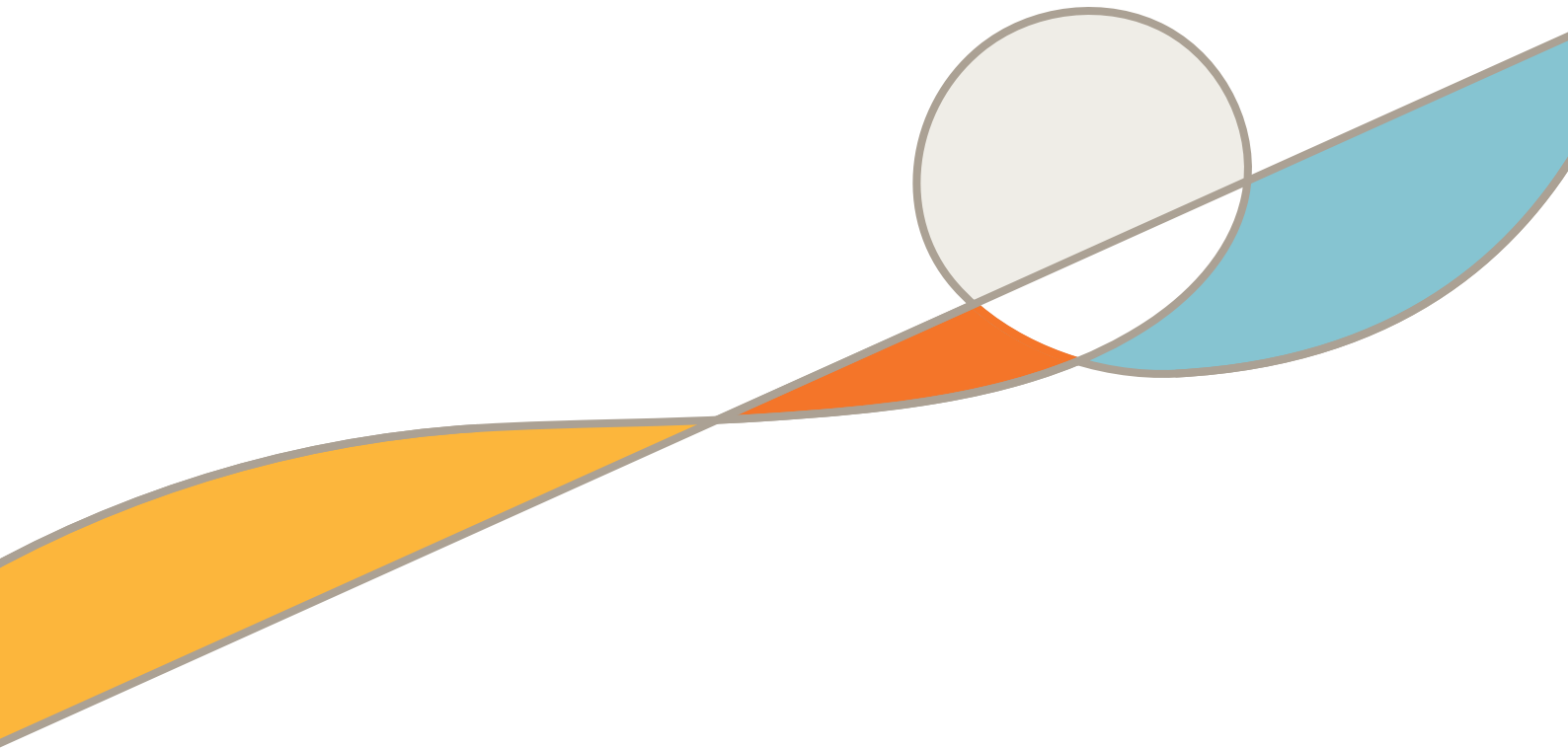
PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. (S0242)

227253042 IÑAKI GOIRIENA
2022-02-17 00:03:43 (UTC +01:00)

Este informe se corresponde con el
sello distintivo nº 01/22/00930 emitido
por el Instituto de Censores Jurados de
Cuentas de España

Iñaki Goiriena Basualdu (16198)

17 de febrero de 2022



2 0 2 1

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 2021 y 2020

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2021	31/12/2020
Inmovilizado intangible	11	3.497	3.353
Inmovilizado material	12	21.726	20.927
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	13	3.554	5.897
Activos financieros no corrientes	8	1.249	916
Activos por impuesto diferido	23	2.878	3.745
Otros activos no corrientes	14	908	880
ACTIVO NO CORRIENTE		33.812	35.718
Activos no corrientes mantenidos para la venta	16	605	5
Existencias	17	5.227	3.379
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	18	8.238	4.056
Otros activos corrientes		326	239
Otros activos financieros corrientes	8	2.451	1.584
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	8	5.595	4.321
ACTIVO CORRIENTE		22.442	13.584
TOTAL ACTIVO		56.254	49.302

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2021	31/12/2020
Fondos propios		22.320	21.185
Otro resultado global acumulado		94	(890)
Intereses minoritarios		380	244
PATRIMONIO NETO	6	22.794	20.539
Provisiones no corrientes	15	3.264	3.572
Pasivos financieros no corrientes	7	10.185	12.123
Pasivos por impuesto diferido y otros fiscales	23	2.022	2.142
Otros pasivos no corrientes		671	407
PASIVO NO CORRIENTE		16.142	18.244
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	16	460	—
Provisiones corrientes	15	1.024	740
Pasivos financieros corrientes	7	4.611	3.880
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	19	11.223	5.899
PASIVO CORRIENTE		17.318	10.519
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		56.254	49.302

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 2021 y 2020

	Nota	Millones de euros	
		2021	2020
Ventas		49.480	32.956
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		265	326
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		759	(624)
Otros ingresos de explotación		1.666	985
Aprovisionamientos		(37.448)	(24.835)
Amortización del inmovilizado		(2.004)	(2.207)
(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro		(663)	(2.159)
Gastos de personal		(1.802)	(1.845)
Transportes y fletes		(1.103)	(1.272)
Suministros		(769)	(556)
Beneficios / (Pérdidas) por enajenaciones de activos		10	102
Otros gastos de explotación		(4.634)	(3.425)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	20	3.757	(2.554)
Intereses netos		(152)	(244)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		644	(148)
Diferencias netas de cambio		(131)	406
Deterioro neto de instrumentos financieros		27	57
Otros ingresos y gastos financieros		(117)	(212)
RESULTADO FINANCIERO	22	271	(141)
RESULTADO INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN ⁽¹⁾	13	301	(609)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		4.329	(3.304)
Impuesto sobre beneficios	23	(1.801)	(16)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		2.528	(3.320)
RESULTADO ATRIBUIDO A INTERESES MINORITARIOS		(29)	31
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		2.499	(3.289)
BENEFICIO / (PÉRDIDA) POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	24	Euros / acción	
Básico		1,64	(2,13)
Diluido		1,64	(2,13)

⁽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 2021 y 2020

	Millones de euros	
	2021	2020
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	2.528	(3.320)
Por ganancias y pérdidas actuariales	7	(9)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	21	(11)
Instrumentos de patrimonio con cambios en Otro resultado global	(1)	(27)
Efecto impositivo	(8)	—
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS NO RECLASIFICABLES AL RESULTADO	19	(47)
Cobertura de flujos de efectivo:	133	58
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	173	78
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(40)	(20)
Diferencias de conversión:	820	(1.482)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1.081	(1.445)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(261)	(37)
Efecto impositivo	34	(35)
OTRO RESULTADO GLOBAL - PARTIDAS RECLASIFICABLES AL RESULTADO	987	(1.459)
TOTAL OTRO RESULTADO GLOBAL	1.006	(1.506)
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	3.534	(4.826)
a) Atribuidos a la entidad dominante	3.505	(4.792)
b) Atribuidos a intereses minoritarios	29	(34)

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 2021 y 2020

	Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio							Patrimonio Neto
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instr. de patrimonio	Otro resultado global acumulado	Intereses minoritarios	
Millones de euros								
Saldo final al 31/12/2019	1.566	26.731	(1.170)	(3.816)	1.024	593	281	25.209
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	—	(20)	—	(3.289)	—	(1.483)	(34)	(4.826)
Operaciones con socios o propietarios:								
Ampliación/(Reducción) de capital	101	(101)	—	—	—	—	—	—
Dividendos y remuneración al accionista	—	(338)	—	—	—	—	(1)	(339)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	(99)	(1.267)	1.008	—	—	—	—	(358)
Otras variaciones de Patrimonio Neto:								
Trasposos entre partidas de Patrimonio Neto	—	(3.816)	—	3.816	—	—	—	—
Obligaciones perpetuas subordinadas	—	(54)	—	—	907	—	—	853
Otras variaciones	—	(3)	—	—	5	—	(2)	—
Saldo final al 31/12/2020	1.568	21.132	(162)	(3.289)	1.936	(890)	244	20.539
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	—	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 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

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 2021 y 2020

	Nota	Millones de euros	
		2021	2020
Resultado antes de impuestos		4.329	(3.304)
Ajustes de resultado:		2.390	5.074
Amortización del inmovilizado	11 y 12	2.004	2.207
Otros (netos)		386	2.867
Cambios en el capital corriente		(1.107)	1.000
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(935)	(32)
Cobros de dividendos		281	183
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(920)	100
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(296)	(315)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	25	4.677	2.738
Pagos por inversiones:	12 y 13	(4.234)	(3.368)
Empresas del grupo y asociadas		(539)	(132)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(1.902)	(1.886)
Otros activos financieros		(1.793)	(1.350)
Cobros por desinversiones:		1.277	3.538
Empresas del grupo y asociadas		270	1.010
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		105	104
Otros activos financieros		902	2.424
Otros flujos de efectivo de las actividades de inversión		24	52
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	25	(2.933)	222
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	6	(382)	508
Emisión		746	1.491
Devolución y amortización		(406)	(605)
Adquisición		(1.123)	(766)
Enajenación		401	388
Variación de participaciones en sociedades sin pérdida de control	6	200	—
Adquisición		(23)	—
Enajenación		223	—
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	7	825	(1.206)
Emisión		11.417	10.163
Devolución y amortización		(10.592)	(11.369)
Pagos por remuneraciones de accionistas y otros instrumentos de patrimonio	6	(625)	(346)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(547)	(571)
Pagos de intereses netos y por arrendamientos		(356)	(417)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(191)	(154)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	25	(529)	(1.615)
EFFECTO DE LAS VARIACIONES DE LOS TIPOS DE CAMBIO		59	(3)
AUMENTO / (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	25	1.274	1.342
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL INICIO DEL PERIODO		4.321	2.979
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	8	5.595	4.321
Caja y bancos		2.508	2.234
Otros activos financieros		3.087	2.087

Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
MEMORIA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2021

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL

(1) Acerca de estas Cuentas Anuales	8
(2) Sobre Repsol	8
(3) Criterios para la elaboración de estas Cuentas Anuales	11

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

(4) Información por segmentos de negocio	18
--	----

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y RECURSOS FINANCIEROS

(5) Estructura financiera	20
(6) Patrimonio Neto	20
(7) Recursos financieros	24
(8) Activos financieros	26
(9) Operaciones con derivados y coberturas	28
(10) Riesgos financieros	31

ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES

(11) Inmovilizado intangible	36
(12) Inmovilizado material	38
(13) Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	40
(14) Otros activos no corrientes	43
(15) Provisiones corrientes y no corrientes	43

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

(16) Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados	47
(17) Existencias	47
(18) Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	48
(19) Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	48

RESULTADOS

(20) Resultado de explotación	49
(21) Deterioro de activos	52
(22) Resultado financiero	57
(23) Impuesto sobre beneficios	58
(24) Beneficio por acción	63

FLUJOS DE EFECTIVO

(25) Flujos de efectivo	65
-------------------------------	----

OTRA INFORMACIÓN

(26) Compromisos y garantías	67
(27) Operaciones con partes vinculadas	68
(28) Obligaciones con el personal	70
(29) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo	72
(30) Información sobre cambio climático y medioambiente	75
(31) Otra información	79
(32) Hechos posteriores	80

ANEXOS:⁽¹⁾

ANEXO I Estructura societaria del Grupo	81
ANEXO IA Sociedades que configuran el Grupo a 31 de diciembre de 2021	81
ANEXO IB Principales variaciones del perímetro de consolidación	90
ANEXO IC Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2021	94
ANEXO II Otra información de detalle	99
ANEXO III Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE	101
ANEXO IV Marco regulatorio	103

⁽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. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel de su patrimonio y de su situación financiera a 31 de diciembre de 2021, así como de los resultados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados del ejercicio terminado en dicha fecha.

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 2021 y las demás disposiciones del marco normativo aplicable. Su elaboración requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables; las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3.

Estas Cuentas Anuales incluyen información relativa a Cambio Climático, elaborada siguiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate related Financial Disclosure* (TCFD), a las que Repsol se ha adherido voluntariamente (ver Nota 30) en consonancia con su estrategia para ser una compañía cero emisiones netas en 2050 y los objetivos de la Cumbre del Clima de París y los de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. Adicionalmente en la preparación de estas Cuentas Anuales 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 (ver Notas 3, 10, 21 y 30).

Para la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas se ha utilizado el enfoque del coste histórico y, en su caso, los criterios de registro a valor razonable de los activos financieros valorados a valor razonable (con cambios en resultados y en otro resultado global), los instrumentos financieros derivados y las combinaciones de negocio.

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 16 de febrero de 2022 y se someterán a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación. Las correspondientes al ejercicio 2020 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 26 de marzo de 2021.

Junto a las Cuentas Anuales consolidadas se publica el Informe de Gestión consolidado 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). Este Informe de Gestión consolidado 2021 se puede encontrar en la página web de Repsol¹.

[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, refinación, 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 eléctrica². El Grupo está compuesto por más de 300 sociedades, dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas constituidas en 36 países (principalmente en España, Estados Unidos, Canadá 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 2021.

¹ 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*". Estos informes están disponibles en la página web de Repsol.

² Para más información véase el apartado 2.1 Cadena de valor y segmentos de negocio del Informe de Gestión consolidado 2021.

El Grupo realiza sus operaciones en diversos segmentos de negocio, cuyas principales métricas se resumen a continuación:

Millones de euros	Ingresos de las actividades ordinarias ^(b)		Resultado de las operaciones		Resultado Neto Ajustado		Flujo de caja libre		Capital Empleado	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Exploración y Producción ⁽¹⁾	4.924	3.047	3.027	351	1.687	195	2.465	1.231	12.348	12.608
Industrial ⁽²⁾	25.502	15.556	792	369	606	297	196	209	11.163	9.755
Comercial y Renovables ⁽³⁾	21.703	16.359	761	650	542	485	475	1	4.451	4.061
Corporación ⁽⁴⁾	1	1	(208)	(235)	(381)	(377)	(297)	538	594	893
TOTAL	52.130	34.963	4.372	1.135	2.454	600	2.839	1.979	28.556	27.317

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

⁽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.

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

En relación con los cambios en la composición del Grupo en 2021, destaca la adquisición de nuevos activos vinculados a la transición energética y las desinversiones en el segmento Exploración y producción que se describen en el apartado 2.3 de esta Nota.

Para más información sobre la composición del Grupo y cambios en la estructura societaria, véanse los Anexos I, IA, IB y IC.

2.2] Sociedad matriz

La entidad matriz del Grupo es Repsol, S.A.³ 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).

2.3] Principales novedades del ejercicio ⁴

- La disponibilidad de distintas vacunas y el lanzamiento de programas de vacunación en la mayoría de los países han supuesto un favorable cambio en la evolución de la COVID-19 que, con el impulso de políticas públicas de reactivación, han permitido impulsar una **progresiva recuperación de la actividad económica y de la movilidad** -si bien todavía desigual en los distintos países y con el riesgo global de aparición de nuevas cepas-, que han impulsado la demanda y los precios de las materias primas y productos de referencia. Este mejor entorno ha afectado favorablemente, aunque de manera desigual, a las actividades y resultados de los negocios de la compañía, cuya explicación y detalle se encuentra recogido en los apartados 4.1 y 5.4 del Informe de Gestión consolidado 2021.
- Repsol ha anunciado nuevas metas más ambiciosas para abordar la **transformación hacia la neutralidad en carbono en el año 2050**. En este sentido, se han incrementado los objetivos de generación renovable y de reducción de emisiones para acelerar su transformación hasta el año 2050. Destaca la nueva senda de descarbonización que establece una reducción del indicador de intensidad de carbono más exigente (del 15% en 2025, 28% en 2030 y 55% en 2040, comparado con una ambición anterior del 12%, 25% y 50%, respectivamente), el incremento del precio interno del carbono aplicado a toda nueva inversión, los nuevos objetivos reducción de emisiones absolutas en 2030 y los objetivos más ambiciosos para reducir la intensidad de emisiones de metano. También se ha anunciado que el 35% de las

³ Las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol S.A. puede encontrarse en la página web de Repsol.

⁴ Para una descripción detallada de los principales acontecimientos del periodo véase el apartado 1. Resumen del año 2021 del Informe de Gestión consolidado 2021.

inversiones realizadas por Repsol entre 2021 y 2025 se destinarán a iniciativas de bajas emisiones, lo que supone que alrededor de 6.500 millones de euros se invertirán para aumentar la generación eléctrica renovable (20 GW instalados en 2030), la producción de hidrógeno renovable (1,9 GWeq en 2030) e impulsar otras iniciativas bajas en carbono. Para más información, véase el apartado 2.5 del Informe de Gestión consolidado 2021.

- En lo que se refiere a los avances en **transformación** de nuestros negocios prevista en el Plan Estratégico 2021-2025, este primer año se ha aumentado la capacidad de generación de bajas emisiones e internacionalización del negocio de Renovables con la adquisición en EE.UU. del 40% de la compañía desarrolladora de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía Hecate Energy Group LLC (ver Nota 13) y del 100% del parque fotovoltaico para desarrollo en el estado de Nuevo México (Jicarilla 2), y ya en España, con la entrada en operación del parque fotovoltaico Kappa y el proyecto fotovoltaico Valdesolar, el inicio de las obras del proyecto eólico Delta II y la adquisición de Gana Energía, con 36 mil clientes y que comercializa energía 100% renovable. En Chile, destaca la finalización de la construcción de su primer parque eólico conjunto, Cabo Leones III. Por otro lado destacar que durante 2021 se han firmado varios contratos de suministro de energía eléctrica a largo plazo (Power Purchase Agreement - PPA) con grandes grupos empresariales como Microsoft o Amazon (ver Nota 9). Para más información véanse los apartados 5.3 Informe de Gestión 2021.

En el segmento Industrial Repsol ha seguido avanzando en la transformación de sus instalaciones industriales en hubs energéticos, capaces de generar productos de baja, nula o incluso negativa huella de carbono. Así, ha comenzado la construcción de una planta de biocombustibles avanzados en la refinería de Cartagena, la primera de este tipo en España, ha iniciado el procesamiento de aceite reciclado para fabricar hidrobiodiésel en la refinería de A Coruña y cuenta con planes de inversión para el resto de sus complejos industriales, como los anunciados para Tarragona, principalmente para proyectos de economía circular, en Puertollano, donde invertirá en descarbonización y economía circular, o en el Complejo Industrial de Sines (Portugal) para la construcción de dos plantas de materiales poliméricos 100% reciclables. Por otro lado, se ha presentado la estrategia de hidrógeno para liderar la economía de hidrógeno renovable en Península Ibérica y ser un actor relevante en Europa y como primeros pasos, se ha aprobado una inversión en un electrolizador de 2,5 MW, que se pondrá en marcha en el año 2022, y se ha avanzado en el diseño de los grandes proyectos de producción de hidrógeno renovable situados en Tarragona, Cartagena y Petronor, cuya puesta en marcha tendrá lugar en los años 2024 y 2025. Por otro lado, continuamos avanzando en el diseño de la planta DEMO de producción de combustibles sintéticos en el Puerto de Bilbao, cuya puesta en operación está prevista para el año 2024. Para más información véanse los apartados 5.2 y 7.2 del Informe de Gestión 2021.

En las convocatorias de manifestaciones de interés para los fondos europeos Next Generation (Plan de Recuperación que contribuirá a reparar los daños económicos y sociales causados por la pandemia) llevadas a cabo por el Gobierno de España, Repsol ha presentado un portafolio de 31 proyectos que combinan tecnología, descarbonización y economía circular, creación de empleo de calidad y equilibrio territorial, por una inversión inicial asociada de 6.359 millones de euros.

- Durante el año se ha avanzado en distintos **procesos de desinversión** que, en línea con lo previsto en el Plan Estratégico 2021-2025 de la Compañía, permitirán focalizar las actividades en las áreas geográficas que ofrecen mayores ventajas competitivas, acelerar la descarbonización de nuestras operaciones y apoyar, en el caso de renovables, la estrategia de rotación de activos. En el segmento de Exploración y Producción se ha completado la venta de la participación de AR Oil & Gaz, B.V. en Rusia (*joint venture* formada con Alliance Oil), los activos de Tin Fouyet Tabenkor (TFT) en Argelia, Brage en Noruega y bloque 15/02 en Vietnam (en 2022, tal y como se describe en la Nota 32 y se han completado las desinversiones en Malasia, Ecuador y Rusia -actividades exploratorias de Karabashsky-). En el segmento de Comercial y Renovables, se ha completado la venta del negocio de carburantes en Italia y un acuerdo con el Grupo Pontegadea por el que ha adquirido un 49% de la participación del parque eólico Delta I situado en la provincia de Zaragoza por importe de 245 millones de euros.
- Por otro lado, en lo que se refiere a **inversiones**, en el segmento Exploración y Producción se han adquirido activos de gas en producción de la compañía gasista estadounidense Rockdale Marcellus, por importe de 196 millones de euros y en el segmento Industrial se ha adquirido el 25% de la participación de Saint John LNG Limited Partnership (anteriormente denominada Canaport LNG, LTD) por importe de 170 millones de dólares (148 millones de euros), alcanzando así Repsol el control del 100% de la sociedad⁵ (ver Notas 9 y 15).
- Durante el ejercicio se ha reforzado la **posición financiera y de liquidez** del Grupo mediante la emisión de dos bonos senior por un importe total de 1.250 millones de euros ligados a objetivos de sostenibilidad (*Sustainability-Linked Bonds*) en el marco de la nueva estrategia integral de financiación sostenible (ver Nota 7.2), la emisión de bonos senior por

⁵ Derivado de esta adquisición se ha reconocido de manera preliminar el valor de mercado del 100% de los activos y pasivos de esta sociedad y se han dado de baja, de acuerdo con la normativa contable, los activos netos correspondientes al 75% previo. A nivel Grupo, los activos disminuyen en 3 millones de euros y los pasivos disminuyen en 151 millones de euros (la deuda financiera, incluido los pasivos por arrendamientos, aumenta en 156 millones de euros y las provisiones para riesgos y gastos -onerosidad- disminuyen en 314 millones de euros). Adicionalmente, se han registrado en resultados por importe total de -12 millones de euros las diferencias de conversión y las reservas por valoración a mercado acumuladas en patrimonio neto correspondientes a la cobertura de flujos de efectivo sobre los intereses de la financiación de la planta de GNL.

importe de 300 millones de euros (ver Nota 7.2) y la emisión de bonos perpetuos subordinados por importe de 750 millones de euros en marzo (ver Nota 6.4). Por otro lado, se han cancelado a su vencimiento bonos por importe nominal de 1.000 millones de euros (ver Nota 7.2) y se ha amortizado el saldo remanente de la emisión de bonos perpetuos subordinados emitidos en 2015 (ver Nota 6.4). Adicionalmente, durante el ejercicio *Standard & Poor's*, *Moody's* y *Fitch* han confirmado el **grado de inversión** de Repsol. Para más información véase el apartado 4.3 del Informe de Gestión consolidado 2021.

- La **retribución al accionista** en 2021 ha ascendido a 0,588 euros por acción satisfecha mediante el esquema de “*scrip dividend*” cerrado en enero de 2021 (equivalente a 0,288 euros brutos por acción) y un dividiendo en efectivo de 0,30 euros brutos por acción pagado en julio. Adicionalmente, se ha llevado a cabo una reducción de capital mediante la amortización de 40.494.510 acciones propias dirigida a compensar el efecto dilutivo del *scrip dividend*. Para más información véase la Nota 6.3.

[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 2021 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.

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 2021⁶ 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:	
Adoptadas por la Unión Europea	Fecha de 1ª aplicación
Modificaciones a la NIIF 3 - <i>Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera</i>	1 de enero de 2022
Modificaciones a la NIC 16 - <i>Ventas de productos procedentes de activos en construcción en periodo de prueba</i>	1 de enero de 2022
Modificaciones a la NIC 37 - <i>Contratos onerosos: Costes de cumplimiento de un contrato</i>	1 de enero de 2022
Mejoras Anuales a las NIIF 2018-2020	1 de enero de 2022
NIIF 17 “ <i>Contratos de seguro</i> ” ⁽¹⁾	1 de enero de 2023
Pendientes de adopción por la Unión Europea	
Modificaciones a la NIC 12 - <i>Impuesto diferido asociado a activos y pasivos que surgen en una única transacción</i>	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIC 1 - <i>Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes</i>	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 NIIF 17 - <i>Aplicación inicial de la NIIF 17 y la NIIF 19 – Información comparativa</i>	1 de enero de 2023
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.

⁶ A partir del 1 de enero de 2021 se han aplicado las siguientes normas sin impacto significativo en los estados financieros del Grupo: i) Modificaciones a la NIIF 4 - “*Diferimiento de la NIIF 9*”; y ii) Modificaciones a NIC 39, NIIF 4, NIIF 7, NIIF 9 y NIIF 16 - “*Reforma de los tipos de interés de referencia - (Fase 2; ver Anexo II)*”. Asimismo, a partir del 1 de abril de 2021 se han aplicado, también sin impacto en los estados financieros, las Modificaciones a la NIIF 16 – “*Concesiones en cuotas de arrendamiento por Covid-19 más allá del 30 de junio de 2021*”.

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 han identificado impactos significativos de la aplicación de los mismos.

3.4] Principios de consolidación y políticas contables

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
- 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.

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.

Por último, 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, salvo para las específicas de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que se describen en el apartado 3.7 de esta nota.

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 podrían 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 de crudo y de gas natural (ver Nota 3.7); (ii) valor recuperable de los activos (ver Nota 3.6 y Nota 21); (iii) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias tales como las ocasionadas por daños medioambientales (ver Notas 15 y 30.2); (iv) impuesto sobre beneficios, créditos y contingencias fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 23); (v) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver Anexo II y Nota 9); (vi) pérdida esperada de los instrumentos financieros (ver Notas 10 y 21.3); y (vii) evaluación de las inversiones en Venezuela (ver Notas 13 y 21.3).

Repsol ha tenido en cuenta los impactos del cambio climático y la descarbonización de la economía en la definición las estimaciones y juicios contables, especialmente en la evaluación del valor recuperable de los activos.

3.6] Cálculo del valor recuperable de los activos

Cálculo del valor recuperable

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)⁷, para lo que se utilizan previsiones sectoriales, experiencia pasada y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado:

- Las variables macroeconómicas son las que se utilizan en la elaboración de los presupuestos. 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 y contemplan escenarios de transición energética y descarbonización de la economía que son consistentes con los objetivos de la Cumbre del Clima de París.

En particular, para el cálculo de 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. Con todos estos elementos se realizan modelos econométricos propios de precios, que se comparan con previsiones externas, tanto públicas como privadas.

- 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 Mckenzie, 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.

En 2021, a la vista de la rápida recuperación de los mercados de *commodities* y de las perspectivas más optimistas de recuperación de las consecuencias de la pandemia, el Grupo ha revisado sus expectativas de corto plazo de precios futuros de crudo y de gas para adaptarlas al nuevo contexto y se han mantenido las hipótesis de medio y largo plazo utilizadas en el ejercicio 2020.

- 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. En 2021, se ha revisado al alza la senda de precios con un incremento significativo respecto a las utilizadas en 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 IV). 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 2021, se ha revisado al alza la senda de precios con un incremento significativo respecto a las utilizadas en 2020 como consecuencia, principalmente, del incremento de precios del gas y del CO₂.

En la Nota 21 se especifican las asunciones de precios futuros utilizadas para realizar el test de deterioro.

⁷ 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.

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 petroleras 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, ajustadas cuando los tipos sean negativos;
- 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 EEUU (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 ajustado por los riesgos específicos del negocio y/o del activo;
- 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, 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 21.1 se muestran las tasas de descuento utilizadas en el test de deterioro de 2021.

Estimación de los flujos de caja

Para la estimación de los flujos de caja 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 en consonancia con el escenario de transición energética y de descarbonización de la economía tal y como se describe a continuación. No se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o las inversiones de transformación para mejoras en el desempeño del activo.

Activos de exploración y producción de hidrocarburos

La valoración de los activos productivos de Exploración y Producción (*Upstream*) utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas, limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación y en consistencia con la regulación en materia climática y medioambiental de cada país. 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 (véase "*Estimación de las reservas y recursos de crudo y gas*" en el siguiente apartado).
- 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. Se considera que la demanda de productos petrolíferos cae de forma importante tanto en el mundo (alrededor del 30% de 2017 a 2040) como en Europa (alrededor del 60% para el mismo periodo). 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.

En el mes de julio la Comisión Europea adoptó un conjunto de propuestas para adaptar las políticas de la Unión Europea en materia de clima, energía, uso del suelo, transporte y fiscalidad (comúnmente denominadas “Fit for 55”) con el objetivo de reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero. A partir del año 2025, se necesitará incrementar la producción de diésel renovable y biojet para cumplir las obligaciones sobre combustibles. Las proyecciones del negocio de Refino en España consideran los flujos de caja procedentes de la producción de biocombustibles en unidades y procesos, existentes actualmente en las refinerías, que incorporan nuevas alimentaciones de materia prima de origen biológico.

- 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. El uso de productos y soluciones químicas puede ayudar a abordar varios de los desafíos relacionados con la transición energética 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).
- Los flujos de caja en los negocios de Mayorista y *Trading Gas* Norteamérica se proyectan conforme a 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.

Activos del segmento Comercial y Renovables

- Para los negocios de Movilidad se realizan proyecciones a 10 años para posteriormente aplicar una tasa de decrecimiento. La reducción de la demanda de combustibles fósiles prevista para España en el marco de las políticas europeas de descarbonización, tiene en cuenta (especialmente hasta 2030) las características del parque de vehículos, las diferencias de renta *per cápita* y la importancia del tráfico pesado (que representa más del 30% demanda), de difícil reemplazo a corto plazo. A partir de 2031, se asume una aceleración de la transición energética para igualarse con los niveles de demanda esperados en Europa en los escenarios de desarrollo sostenible de la IEA.
- Para los negocios de comercialización minorista de gas y electricidad en España se realizan proyecciones a 10 años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al décimo año sin aplicar una tasa de crecimiento.
- 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 14 a 40 años dependiendo de la tecnología (de menor a mayor: ciclos combinados, eólica y fotovoltaica o centrales hidráulicas) aplicando los precios de venta de energía eléctrica incluidos en los contratos “PPAs” para la energía comprometida con terceros y los precios de mercado para el resto.

Empresas asociadas y negocios conjuntos

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 unidades generadoras de efectivo del Grupo.

Por todo lo indicado anteriormente, modificaciones en las hipótesis clave utilizadas en el cálculo del valor recuperable de los activos pueden tener un efecto significativo sobre los resultados del Grupo.

3.7] Políticas contables y juicios y estimaciones de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

Gastos e inversiones

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, 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, 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 positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados 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 incurre en ellos.
- 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 y conforme a los siguientes criterios:
 - a. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y probables y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan en función de la relación existente entre la producción del ejercicio y dichas reservas.
 - b. Los costes incurridos en sondeos para el desarrollo de las 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.

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

Estimación de las reservas y recursos de crudo y gas

La estimación de las reservas y recursos de crudo y gas es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza tanto para el cálculo de la amortización como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos del segmento *Upstream* (ver 3.6 en esta Nota). Modificaciones en los volúmenes de reservas y recursos podrían tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Las reservas se clasifican como:

- a. Reservas probadas: Las reservas probadas son 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.
- b. Reservas probables: Las reservas 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.
- c. Reservas desarrolladas: Son cantidades, probadas o probables, que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.
- d. Reservas no desarrolladas: Son cantidades, probadas o probables, que se espera recuperar a través de futuras inversiones.
- e. 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.

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). Para información sobre las reservas del Grupo véase el documento "*Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos*".

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)".

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

[4] Información por segmentos de negocio⁸

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, así como en la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo de Repsol (Comité Ejecutivo) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2021 y 2020, los segmentos de *reporting* de Repsol son los siguientes:

- Exploración y Producción ("*E&P*" o "*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.

El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

4.2] Modelo de presentación de los resultados por segmentos

Repsol presenta los resultados y otras magnitudes financieras de los segmentos incluyendo los negocios conjuntos⁹, 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.

⁸ 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 III.

⁹ Véase la Nota 13 y el Anexo I donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

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 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 III. Información adicional sobre el desempeño de los segmentos se puede encontrar en el Informe de Gestión consolidado que acompaña a estas Cuentas Anuales y se publica junto con ellas.

Resultados

SEGMENTOS	Millones de euros	
	2021	2020
Exploración y Producción	1.687	195
Industrial	606	297
Comercial y Renovables	542	485
Corporación y otros	(381)	(377)
RESULTADO NETO AJUSTADO	2.454	600
Efecto patrimonial	797	(978)
Resultados específicos	(752)	(2.911)
RESULTADO NETO	2.499	(3.289)

Otras magnitudes

Millones de euros	Resultado de las operaciones		Flujo de caja de las operaciones		Flujo de caja libre		Inversiones de explotación ⁽¹⁾		Capital empleado	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Exploración y Producción	3.027	351	3.355	1.736	2.465	1.231	1.223	948	12.348	12.608
Industrial	792	369	1.031	783	196	209	859	565	11.163	9.755
Comercial y Renovables	761	650	1.288	703	475	1	829	739	4.451	4.061
Corporación y otros	(208)	(235)	(221)	(25)	(297)	538	83	56	594	893
TOTAL	4.372	1.135	5.453	3.197	2.839	1.979	2.994	2.308	28.556	27.317

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el período.

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. Para más información véase apartado 4.3 del Informe de Gestión consolidado 2021.

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 neta¹⁰ y el capital empleado¹¹. 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 pueden encontrar en el ANEXO III y en el Informe de Gestión consolidado (www.repsol.com). El cálculo de las citadas ratios a 31 de diciembre de 2021 y 2020, se desglosa a continuación:

Millones de euros	31/12/2021	31/12/2020
Patrimonio Neto	22.794	20.539
Deuda financiera neta ⁽¹⁾	5.762	6.778
Capital empleado ⁽¹⁾	28.556	27.317
Ratio de Apalancamiento (%)	20,2	24,8

⁽¹⁾ Medida Alternativa de Rendimiento.

[6] Patrimonio Neto

	Millones de euros	
	2021	2020
Fondos propios:	22.320	21.185
Capital social	1.527	1.568
Prima de Emisión y Reservas:	16.655	21.132
Prima de Emisión	4.038	4.078
Reserva legal ⁽¹⁾	314	312
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas ⁽²⁾	12.303	16.844
Dividendo y remuneraciones a cuenta	—	(102)
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(641)	(162)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	2.499	(3.289)
Otros instrumentos de patrimonio	2.280	1.936
Otro resultado global acumulado:	94	(890)
Instrumentos de patrimonio con cambios en otro resultado global	(4)	(3)
Operaciones de cobertura	51	(62)
Diferencias de conversión	47	(825)
Intereses minoritarios	380	244
TOTAL PATRIMONIO NETO	22.794	20.539

⁽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⁾ Este epígrafe incluye el traspaso del resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante del ejercicio 2020. Incluye una reserva por capital amortizado por importe de 280 millones de euros, que equivale al valor nominal de las acciones amortizadas en las reducciones de capital desde 2018 en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" (ver 6.3).

¹⁰ Las ratios utilizan el concepto de deuda neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.

¹¹ Corresponde a la suma de la deuda financiera neta más el Patrimonio Neto.

6.1] Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2021 y 2020 estaba representado por 1.527.396.053 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas. 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⁾	—	5,092	0,213	5,305
Banco Santander, S.A.	1,512	—	2,317	3,829
Norges Bank	3,187	—	0,005	3,192
Sacyr, S.A. ⁽²⁾	—	3,094	—	3,094
Amundi, S.A. ⁽³⁾	—	3,288	—	3,288

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

⁽²⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Investments II, S.A.U.

⁽³⁾ Amundi, S.A. ostenta su participación a través de diversas entidades controladas.

A 31 de diciembre de 2021 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
1.527.396.053	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	10,44	10,76	euros
		OTCQX	11,76	12,34	dólares

Nota: Para más información en relación a la acción de Repsol véase el apartado 4.4. del Informe de Gestión 2021.

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

El 19 de octubre de 2021 las acciones comunes representativas del capital social Clase A de Refinería La Pampilla S.A.A. han sido excluidas del Registro Público del Mercado de la Bolsa de Valores de Lima, tras la culminación de la Oferta Pública de Compra por exclusión lanzada por Repsol Perú B.V (ver apartado 6.5 de esta Nota).

6.2] Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias¹² efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

Millones de euros	2021			2020		
	Nº Acciones	Importe	% capital	Nº Acciones	Importe	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	19.601.118	162	1,25 %	80.768.905	1.170	5,16 %
Compras mercado ⁽¹⁾	123.085.955	1.272	8,06 %	96.294.772	850	6,14 %
Ventas mercado ⁽¹⁾	(38.081.992)	(366)	2,49 %	(58.847.189)	(637)	3,75 %
Reducción de capital ⁽¹⁾	(40.494.510)	(427)	2,65 %	(98.982.965)	(1.221)	6,31 %
Repsol Dividendo Flexible ⁽²⁾	—	—	— %	367.595	—	0,02 %
Saldo al cierre del ejercicio	64.110.571	641	4,20 %	19.601.118	162	1,25 %

⁽¹⁾ En 2021 y 2020 "Compras mercado" incluye las compras realizadas al amparo de los Programas de Recompra de acciones propias para su amortización (en 2021 se han adquirido un total de 55.494.510 acciones, de las cuales a 31 de diciembre, se han amortizado 40.494.510 acciones). También en 2021 y 2020 "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 2021 se han entregado 1.081.992 acciones de acuerdo con lo establecido en cada uno de los planes descritos en la Nota 28.4), 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

⁽²⁾ Acciones nuevas recibidas en las ampliaciones de capital liberadas realizadas en el marco del Programa "Repsol Dividendo Flexible" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2021, la sociedad mantiene derivados sobre acciones propias que se informan en la Nota 9.

¹² La Junta General Ordinaria de Accionistas del 11 mayo de 2018 autorizó al Consejo de Administración por un periodo de 5 años a la adquisición de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

6.3] Dividendos y retribución al accionista

Durante 2021 y 2020 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de los derechos de asignación gratuita) o en acciones a la Sociedad:

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Diciembre 2019/Enero 2020	252.017.771	0,424	107	38.647.825	541
Junio/Julio 2020	480.011.345	0,492	236	60.335.140	534
Diciembre 2020/Enero 2021	353.055.244	0,288	102	40.494.510	338

Para compensar el efecto dilutivo de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2021, en el marco del programa “*Repsol Dividendo Flexible*”, en abril de 2021 se ha ejecutado una reducción de capital mediante la amortización de 40.494.510 acciones propias (representativas de aproximadamente el 3% del capital social a la fecha de la referida reducción de capital), aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas de 26 de marzo de 2021. El coste de adquisición de las acciones amortizadas ha ascendido a 427 millones de euros.

Conforme a lo recogido en el Plan Estratégico 2021-2025, la retribución al accionista a través del programa “*Repsol Dividendo Flexible*” ha sido sustituida por el pago de dividendos en efectivo. En julio de 2021 se ha pagado un dividendo en efectivo de 0,30 euros brutos por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2020, por importe total de 447¹³ millones de euros.

En suma, la retribución al accionista en el ejercicio 2021 ha ascendido a 0,588 euros por acción.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de marzo de 2021, ha aprobado el reparto de otro dividendo en efectivo de 0,30 euros brutos por acción con cargo a reservas libres, que figura registrado como obligación en el epígrafe “*Acreedores y otras cuentas a pagar*” del balance de situación. La distribución se ha hecho efectiva el 11 de enero de 2022 con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, por importe total de 439¹² millones de euros.

Por otro lado, el 27 de octubre de 2021 el Consejo de Administración de Repsol, S.A., ha acordado someter a la aprobación de la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas: (i) el pago en 2022 de una retribución complementaria (adicional a la pagada en enero de 2022) a los accionistas de 0,33 euros brutos por acción que, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo ha acordado proponer que se realice con cargo a los resultados del ejercicio 2021; y (ii) una reducción del capital, mediante la amortización de 75.000.000 acciones propias, de un euro de valor nominal cada una y representativas de, aproximadamente, el 4,91% del capital social de Repsol a 31 de diciembre de 2021¹⁴.

Para más información véase el apartado 4.4 del Informe de Gestión consolidado 2021.

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
Periodo 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.

¹³ Remuneración pagada a las acciones en circulación de Repsol, S.A. con derecho a percibir el dividendo.

¹⁴ A tal efecto, la Sociedad podrá hacer uso de las acciones propias que provengan de las siguientes fuentes: (i) acciones propias existentes en autocartera a 27 de octubre de 2021; (ii) acciones propias que puedan adquirirse en virtud de la liquidación de los derivados sobre acciones propias contratados por la Sociedad con anterioridad al 27 de octubre de 2021; y (iii) acciones propias que puedan adquirirse mediante el Programa de Recompra que comenzó el 10 de noviembre de 2021.

Adicionalmente, en marzo de 2021 RIF ha amortizado 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:

	Serie 1	Serie 2
ISIN	XS2185997884	XS2186001314
Importe	750 millones de euros	750 millones de euros
Periodo 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 de las emisiones disponibles en www.repsol.com).

Estos bonos cuyo importe nominal total a 31 de diciembre de 2021 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 (-54 millones de euros en 2020).

6.5) Intereses minoritarios

El Patrimonio Neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2021 y 2020 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2021	2020
Petronor, S.A.	175	172
Sociedades Delta I ⁽¹⁾	178	—
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	21	35
Refinería La Pampilla, S.A.A.	3	37
Otras compañías	3	—
TOTAL	380	244

⁽¹⁾ Corresponde a un conjunto de 8 sociedades: Alectoris Energía Sostenible 1, S.L., Alectoris Energía Sostenible 3, S.L., Desarrollo Eólico las Majas VII, S.L., Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L., Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L., Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L., Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L. y Generación Eólica El Vedado, S.L.

En octubre de 2021 Repsol Perú B.V. adquirió un 6,8% del capital social de Refinería La Pampilla a través de una Oferta Pública de Compra de acciones (ver apartado 6.1), lo que ha supuesto la adjudicación de un total de 563.999.345 acciones por un precio de 0,18 soles por acción, con un desembolso de 26 millones de dólares, incrementando la participación hasta el 99,2% del capital.

En noviembre de 2021 se ha vendido sin pérdida de control, por un importe de 245 millones de euros, el 49% de la participación del parque eólico Delta I al grupo Pontegadea, que está plenamente operativo desde el pasado mes de marzo y cuenta con una capacidad total instalada de 335 megavatios (MW).

[7] Recursos financieros**7.1] Pasivos financieros**

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

	Millones de euros	
	2021	2020
Pasivos financieros no corrientes:		
Pasivos financieros no corrientes	10.185	12.123
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	180	44
Pasivos financieros corrientes:		
Pasivos financieros corrientes	4.611	3.880
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽²⁾	871	208
TOTAL	15.847	16.255

⁽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 2021 y 2020, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2021 y 2020									
	A VR con cambio en resultados		A VR con cambios en Otro rtdo global		A coste amortizado		Total		Valor Razonable	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Bonos	—	—	—	—	6.584	5.513	6.584	5.513	6.970	6.005
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	—	—	—	3.250	—	3.250	—	3.250
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	2.441	2.505	2.441	2.505	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	—	—	983	667	983	667	852	675
Derivados	207	67	51	78	—	—	258	145	—	145
Otros pasivos financieros	—	—	—	—	99	87	99	87	102	87
No corrientes	207	67	51	78	10.107	12.022	10.365	12.167		
Bonos	—	—	—	—	1.986	2.438	1.986	2.438	1.977	2.471
Préstamos ⁽¹⁾	—	—	—	—	1.087	430	1.087	430	1.087	430
Pasivos por arrendamientos	—	—	—	—	507	486	507	486	n/a	n/a
Deudas con entidades de crédito	—	—	—	—	904	270	904	270	904	272
Derivados	747	448	244	4	—	—	991	452	—	452
Otros pasivos financieros	—	—	—	—	7	12	7	12	6	12
Corrientes	747	448	244	4	4.491	3.636	5.482	4.088		
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	954	515	295	82	14.598	15.658	15.847	16.255		

NOTA: En relación a la jerarquía de valor razonable de los pasivos financieros medidos a valor razonable véase Anexo II.

⁽¹⁾ Incluye aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación. La variación se explica principalmente por la asignación de activos financieros de Repsol Sinopec Brasil, B.V. a sus socios (ver Nota 13) por importe de 2.794 millones de euros.

⁽²⁾ En relación al riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2021 y 2020 se informa en la Nota 10.

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

Millones de euros	2021		2020	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Bonos	8.646	1,69 %	8.245	2,10 %
Otros pasivos financieros	1.104	1,34 %	3.955	2,50 %
Deudas con entidades de crédito	1.181	1,75 %	1.895	1,76 %
TOTAL ⁽¹⁾	10.931	1,71 %	14.095	2,17 %

NOTA: No incluye pasivos por arrendamientos ni derivados.

7.2] Bonos

En junio 2021 se ha publicado la nueva estrategia integral de financiación sostenible para acompañar al proceso de transición energética que ofrece flexibilidad y transparencia en la emisión de instrumentos financieros. Se instrumenta a través de un marco (o “*Framework*”, disponible en www.repsol.com) que 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 2021.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2021¹⁵ realizadas al amparo del programa de EMTN:

Movimiento	Fecha de emisión	Entidad emisora	Nominal (M€)	Precio	Cupón %	Vencimiento
Emisión	May-21	RIF	300	100,815%	EUR 3m + 0,7%	2023
Emisión ⁽¹⁾	Jul-21	REF	650	99,077%	0,375%	2029
Emisión ⁽¹⁾	Jul-21	REF	600	99,108%	0,875%	2033
Cancelación	Oct-13	RIF	1.000	n.a.	3,625 %	2021

⁽¹⁾ Emisión inaugural de instrumentos vinculados a compromisos sostenibles (SBL) al amparo del nuevo marco de financiación sostenible.

Detalle de bonos vivos a 31 de diciembre de 2021, todos ellos garantizados por Repsol,S.A.:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza ⁽³⁾
US87425EAE32	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	Oct-97	Dólar	50	7,250 %	Oct-27	—
US87425EAH62	Repsol Oil & Gas Canadá Inc.	May-05	Dólar	88	5,750 %	May-35	—
US87425EAJ29	Repsol Oil & Gas Canadá 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	—
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
XS1613140489 ⁽¹⁾	Repsol International Finance, B.V.	May-17	Euro	500	0,500 %	May-22	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%	May-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 (ver Nota 6.4) emitidos por RIF en junio de 2020 y marzo de 2021 por un importe vivo nominal a 31 de diciembre de 1.500 y 750 millones de euros, respectivamente.

⁽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.

⁽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 2021.

En 2021 Repsol Europe Finance, S.à.r.l. (REF) ha registrado un Programa *Euro Commercial Paper* (ECP), garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 3.000 millones de euros. Adicionalmente, RIF mantiene un Programa ECP, garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 2.000 millones de euros. Al amparo de estos programas se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el nominal vivo a 31 de diciembre de 2021 de 1.418 millones de euros (1.370 millones de euros a 31 de diciembre de 2020).

¹⁵ Principales emisiones, recompras o reembolsos del ejercicio 2020: i) en abril RIF emitió dos series de bonos garantizados por Repsol S.A por importe de 750 millones de euros cada una, con vencimientos en diciembre de 2025 y abril de 2030 y cupón fijo anual de 2,000% y 2,625% respectivamente; ii) en mayo se canceló a su vencimiento el bono emitido por RIF (nominal de 1.200 millones de euros y cupón fijo anual del 2,625%); iii) en octubre RIF realizó una emisión de bonos garantizados por Repsol S.A. por importe de 850 millones de euros, con vencimiento en octubre de 2024 y un cupón fijo anual del 0,125%; iv) en diciembre se canceló a su vencimiento el bono emitido por RIF (nominal de 600 millones de euros y cupón fijo anual del 2,125%).

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 5.750 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, la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.
- Los bonos subordinados emitidos por RIF con la garantía de Repsol, S.A. en marzo de 2015, junio de 2020 y en marzo de 2021 por importe nominal total de 3.250 millones de euros, no contienen cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación.

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 2021 y 2020 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 reconocidos¹⁶ por las cuotas a pagar por arrendamientos ascienden a 2.948¹⁷ y 2.991 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente. Los principales contratos corresponden a contratos de transporte de gas en Norteamérica y de las estaciones de servicio del Grupo en España, Portugal, Perú y México, 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.

[8] Activos financieros

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

	Millones de euros	
	2021	2020
Activos no corrientes:		
Activos financieros no corrientes	1.249	916
Derivados por operaciones comerciales no corrientes ⁽¹⁾	133	47
Activos corrientes:		
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	2.451	1.584
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽³⁾	1.027	200
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽⁴⁾	5.595	4.321
TOTAL	10.455	7.068

⁽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 18) en “*Otros deudores*” del balance de situación.

⁽⁴⁾ Ver el Estado de flujos de efectivo.

¹⁶ 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 alcanzan el periodo 2022-2077 y cuyas cuotas estimadas futuras sin descontar ascenderían a 191 millones de euros siendo la más significativa la prórroga quinquenal del contrato de arrendamiento de un buque por importe de 114 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 3 millones de euros en 2022 y 12 millones de euros en 2023 y siguientes.

¹⁷ Un 6% y 7% corresponden a contratos cuyo vencimiento es superior a 15 años en 2021 y 2020, respectivamente.

El detalle de los activos a 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Millones de euros	A Valor Razonable con cambios en resultados		A VR con cambios en Otro resultado global		A coste amortizado ⁽⁴⁾		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Instrumentos de patrimonio ⁽¹⁾	27	37	89	86	—	—	116	123
Derivados	203	93	22	1	—	—	225	94
Préstamos	—	—	—	—	913	697	913	697
Depósitos a plazo	—	—	—	—	85	5	85	5
Otros activos financieros	24	28	—	—	19	16	43	44
No corrientes	254	158	111	87	1.017	718	1.382	963
Derivados	860	268	319	125	—	—	1.179	393
Préstamos	—	—	—	—	57	199	57	199
Depósitos a plazo	—	—	—	—	2.232	1.181	2.232	1.181
Efectivo y otros activos líquidos equival. ⁽²⁾	4	3	—	—	5.591	4.318	5.595	4.321
Otros activos financieros	1	—	—	—	9	11	10	11
Corrientes	865	271	319	125	7.889	5.709	9.073	6.105
TOTAL ⁽³⁾	1.119	429	430	212	8.906	6.427	10.455	7.068

NOTA: En relación a la jerarquía de valor razonable de los activos financieros medidos a valor razonable véase Anexo II.

⁽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.

⁽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 2021 a 744 millones de euros a largo plazo y 7.211 a corto plazo, mientras que a 31 de diciembre de 2020 ascendían a 811 millones de euros a largo plazo y 3.856 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 equivalentes) asciende a un interés medio de 3,0% y 3,9% en 2021 y 2020, respectivamente.

8.1] Préstamos

En 2021 y 2020, 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 970 y 896 millones de euros. Entre ellos, destaca la financiación a los negocios conjuntos en Venezuela y la línea de crédito firmada entre Petroquiriquire, S.A., Repsol y Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA).

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 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 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 2021, la disposición acumulada de dicha línea de crédito asciende a 839 millones de dólares, siendo el saldo a 31 de diciembre de 2021 de 304 millones de euros (757 millones de euros saldo bruto y una provisión de 453 millones de euros) y a 31 de diciembre de 2020 de 341 millones de euros (ver Nota 21.3).

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 y Anexo II).

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

	Millones de euros	
	2021	2020
2022		42
2023	88	52
2024	106	98
2025	93	171
2026	208	—
Años posteriores	418	334
TOTAL	913	697

[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 transferirán 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 en 2021¹⁸ y 2020:

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas en 2014 por un nominal 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. El valor razonable registrado en Patrimonio Neto pendiente de registrar en resultados asciende a -40 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2021 (-52 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2020). El impacto reconocido en 2021 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a un gasto de 15 millones de euros (15 millones de euros en 2020).
- La cobertura de flujos de efectivo de tipo de interés del bono contratado por RIF en mayo de 2021 por un nominal 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 p.b. A 31 de diciembre el valor razonable del instrumento asciende a 2 millones de euros, no siendo significativo el impacto reconocido en 2021 en la cuenta de pérdidas y ganancias.
- Coberturas de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de la variabilidad del precio de venta y compra de la electricidad a través de contratos de venta y de compra, respectivamente (Power Purchase Agreement - PPA financieros a largo plazo con vencimientos entre 2023 y 2036 a un precio fijo). A 31 de diciembre de 2021 su nominal neto asciende a -11 millones de MWh vendidos (equivalentes a 298 millones de euros) y su valor razonable a dicha fecha no es significativo. El impacto positivo reconocido en 2021 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 15 millones de euros.
- Coberturas de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de variabilidad del precio de compra y venta de la electricidad con derivados contratados con vencimientos principalmente entre 2022 y 2023. A 31 de diciembre de 2021 su nominal neto asciende a 1,2 millones de MWh comprados (equivalentes a 67 millones de euros) y su valor razonable positivo a 182 millones de euros. El impacto positivo reconocido en 2021 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a 123 millones de euros.
- Coberturas de flujos de efectivo para mitigar el riesgo de la variabilidad del precio de venta y compra de gas y venta de crudo con vencimientos entre 2022 y 2024 referenciados a índices internacionales. A 31 de diciembre de 2021 su

¹⁸ Durante 2021, como consecuencia de la adquisición del 25% de la participación de Saint John LNG durante el mes de noviembre y la toma de control en esta sociedad (ver Nota 2.3) se ha registrado en resultados y de acuerdo con la norma contable, el importe acumulado en patrimonio neto a dicha fecha (-43 millones de euros) por la cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Saint John LNG (Canadá).

nocional ascendía a -119 TBtu vendidos (equivalente a 535 millones de euros) y su valor razonable negativo al cierre a -59 millones de euros (50 millones de euros positivos a 31 de diciembre 2020). El impacto reconocido en 2021 en la cuenta de pérdidas y ganancias, antes de impuestos, ha ascendido a un gasto de -27 millones de euros.

Adicionalmente el Grupo mantiene instrumentos para cubrir la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones 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 nocional a 31 de diciembre asciende a 3.000 millones de dólares estadounidenses (2.649 millones de euros). En 2020 el nocional ascendía a 3.000 millones de dólares estadounidenses (2.445 millones de euros).

A continuación se detalla el desglose de los instrumentos designados como cobertura contable a 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Millones de euros	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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020		
Flujos de Efectivo:	(441)	150	22	—	319	68	(51)	(78)	(165)	(4)	125	(14)	72	44
De tipo de interés	326	349	2	—	—	—	—	(78)	—	(2)	2	(80)	18	(8)
De precio de producto	(767)	(199)	20	—	319	68	(51)	—	(165)	(2)	123	66	54	52
Valor razonable:	—	(19)	—	1	—	1	—	—	—	—	—	2	(1)	—
De precio de producto	—	(19)	—	1	—	1	—	—	—	—	—	2	(1)	—
Inversión Neta:	(2.649)	(2.445)	—	—	—	56	—	—	(79)	—	(79)	56	(136)	82
De tipo de cambio	(2.649)	(2.445)	—	—	—	56	—	—	(79)	—	(79)	56	(136)	82
TOTAL ⁽¹⁾	(3.090)	(2.314)	22	1	319	125	(51)	(78)	(244)	(4)	46	44	(65)	126

⁽¹⁾ Los métodos de valoración del valor razonable se describen en el Anexo II.

⁽²⁾ Los instrumentos en dólares americanos 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 2021 y 2020 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 2021 y 2020 registrados en el epígrafe de “Otro resultado global acumulado” del balance de situación:

Millones de euros	Cobertura de flujos de efectivo		Coberturas de inversión neta	
	2021	2020	2021	2020
Saldo inicial a 31 de diciembre	(62)	(23)	(109)	(84)
Ganancias/(Pérdidas) por valoración imputadas a Otro resultado global	173	(221)	78	82
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias ⁽¹⁾	(40)	12	(20)	—
Diferencias de conversión	(2)	—	3	—
Participación de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	—	—	1	—
Efecto impositivo	(18)	55	(15)	(21)
Saldo final a 31 de diciembre	51	(177)	(62)	(23)

⁽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 2021 y 2020 son:

Millones de euros	Reserva cobertura de flujos efectivo y Reservas de conversión	
	2021	2020
Cobertura de flujos de efectivo:	51	(62)
- De tipo de interés	(63)	(139)
- De precio de producto	111	56
- Efecto fiscal	3	21
Cobertura de inversión neta:	(177)	(23)
- De tipo de cambio	(262)	(57)
- Efecto fiscal	85	34

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:

Millones de euros	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total Valor Razonable	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
De tipo de cambio	—	—	149	42	(76)	—	(36)	(242)	36	(200)
De precio de crudo y de producto	114	46	708	132	(128)	(44)	(706)	(206)	(12)	(72)
Derivados sobre acciones propias	89	47	3	94	(3)	(23)	(5)	—	85	118
TOTAL	203	93	860	268	(207)	(67)	(747)	(448)	109	(154)

El detalle de estos derivados por vencimiento a 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Millones de euros	Vencimiento valores razonables											
	2021						2020					
	2022	2023	2024	2025	Sig.	Total	2021	2022	2023	2024	Sig.	Total
De tipo de cambio	36	—	—	—	—	36	(200)	—	—	—	—	(200)
De precio de producto:	100	(115)	3	—	—	(12)	(51)	(7)	(13)	(1)	—	(72)
Futuros de compra ⁽¹⁾	834	94	12	—	—	940	318	49	3	(1)	—	369
Futuros de venta ⁽²⁾	(882)	(197)	(10)	(1)	—	(1.090)	(322)	(57)	(14)	—	—	(393)
Opciones	3	1	—	—	—	4	1	1	—	—	—	2
Swaps	195	(9)	—	—	—	186	(19)	4	(1)	—	—	(16)
Otros	(50)	(4)	1	1	—	(52)	(29)	(4)	(1)	—	—	(34)
Derivados sobre acciones propias	(2)	87	—	—	—	85	94	—	24	—	—	118
TOTAL	134	(28)	3	—	—	109	(157)	(7)	11	(1)	—	(154)

⁽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	Unidades físicas		VR (Millones de euros)		Unidades físicas		VR (Millones de euros)	
	2021				2020			
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	4.773		58		5.986		24	
Crudo (Miles de barriles)	41.148		316		66.396		270	
Gas (TBTU)	1		—		284		1	
Electricidad (Miles de MWh)	3.736		480		6.244		37	
Productos	n.a		86		n.a		37	
Total	940				369			

⁽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)		Unidades físicas		VR (Millones de euros)	
	2021				2020			
EUAs CO ₂ (Miles de toneladas)	1.763		(57)		3.524		(27)	
Crudo (Miles de barriles)	43.794		(364)		30.137		(262)	
Gas (TBTU)	48		(1)		196		7	
Electricidad (Miles de MWh)	4.521		(580)		5.476		(33)	
Productos	n.a		(88)		n.a		(78)	
Total	(1.090)				(393)			

En 2021 y 2020, el impacto negativo de la valoración de los derivados de producto y de precio de CO₂ en el “*Resultado de explotación*” ha sido de 310 y 41 millones de euros, respectivamente.

Durante 2021 y 2020 se ha llevado a cabo la contratación de *forwards* y *swaps* de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 490 y de 260 millones de euros, respectivamente, reconocidos en el epígrafe “*Variación de valor razonable en instrumentos financieros*” del resultado financiero (ver Nota 22).

Derivados sobre acciones propias

A 31 de diciembre de 2021, Repsol mantiene contratados derivados sobre sus propias acciones que se registran a valor razonable con cambios en el epígrafe “*Variación a valor razonable de instrumentos financieros*” del resultado financiero:

- Opciones: (i) opción de compra (*call*) sobre un volumen de 50 millones de acciones a un precio de ejercicio de 8,26 euros por acción; opción de venta (*put*) sobre un volumen de 25 millones de acciones a un precio de ejercicio de 5,78 euros por acción; y (ii) opción de venta (*put*) vendida sobre un volumen de 25 millones de acciones a un precio de ejercicio de 5,78 euros por acción (conjuntamente denominados “*Reverse collar*”). El vencimiento del instrumento 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. El impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias en el ejercicio ha ascendido a 63 millones de euros.

Durante 2021 se han liquidado anticipadamente las opciones de compra (*call*) adquiridas en 2020 sobre un volumen de 40 millones de acciones, a un precio de ejercicio promedio de 5,9 euros por acción. El impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias ha ascendido a 72 millones de euros.

- Permutas sobre acciones “*Equity swaps*”: Durante 2021 se han contratado *Equity swaps* (con opción de liquidarlos a favor de Repsol por entrega física o por diferencias) sobre acciones de autocartera por un volumen de 37 millones de acciones de los cuales 25 millones no ha sido liquidados al cierre del ejercicio. El precio de ejercicio promedia 10,50 euros por acción y el vencimiento contractual es julio y agosto de 2022. Estos instrumentos se valoran a valor razonable y su impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias ha ascendido a 17 millones de euros.

[10] Riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y 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 americano la divisa que genera mayor exposición. El tipo de cambio respecto del euro a 31 de diciembre de 2021 y 2020 ha sido:

	31 diciembre 2021		31 diciembre 2020	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,13	1,18	1,23	1,14

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, por apreciaciones o depreciaciones del euro frente al dólar, se detalla a continuación:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2021	2020
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	4	2
	(5)%	(3)	(2)
Efecto en el Patrimonio Neto	5%	234	183
	(5)%	(211)	(166)

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).

A 31 de diciembre de 2021 y 2020 la financiación a tipo fijo ascendía a 7.775 y 7.359 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 289% y 116%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

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

	Incremento (+) / descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2021	2020
Efecto en el resultado después de impuestos	50 p.b.	19	3
	-50 p.b.	(18)	(3)
Efecto en el Patrimonio Neto	50 p.b.	38	13
	-50 p.b.	(39)	(14)

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. Para más información véase el Anexo II.

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).

A 31 de diciembre de 2021 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:

	Aumento (+) / disminución (-) en los precios de <i>commodities</i>	Millones de euros	
		2021	2020
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(69)	(40)
	(10)%	69	40
Efecto en el Patrimonio Neto	+10%	(35)	9
	(10)%	35	(9)

NOTA: Una variación del +/-50% en los precios de los *commodities* supondría un impacto estimado de -346 y 346 millones de euros, respectivamente en el resultado neto y de -174 y 174 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.

10.2] Riesgo de liquidez ¹⁹

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 2021 recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos²⁰ y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 2,3 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 2.664 y 3.425 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente. La liquidez al fin del periodo se ha situado en 10.283 millones de euros (incluyendo líneas de crédito comprometidas no dispuestas).

¹⁹ 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 2021.

²⁰ Incluye depósitos a plazo con disponibilidad inmediata registrados en el epígrafe "Depósitos a plazo" por importe de 2.024 millones de euros.

En la siguiente tabla se detallan los vencimientos de los pasivos de naturaleza financiera existentes a 31 de diciembre de 2021 y 2020:

	Vencimientos (Millones de euros)							Vencimientos (Millones de euros)						
	2021							2020						
	2022	2023	2024	2025	2026	Sig.	Total	2021	2022	2023	2024	2025	Sig.	Total
Bonos y obligaciones ⁽¹⁾	2.050	429	979	1.878	568	3.577	9.481	2.525	622	120	970	868	6.045	11.149
Préstamos, deudas con entidades de crédito y otros ⁽¹⁾	2.574	125	83	289	86	652	3.809	872	639	110	2.914	193	331	5.059
Cuotas por arrendamiento ⁽¹⁾	530	476	402	363	326	1.899	3.996	524	446	416	365	333	2.039	4.123
Derivados ⁽²⁾	(19)	(70)	16	15	13	129	84	(64)	—	24	—	—	—	(40)
Proveedores	5.548	—	—	—	—	—	5.548	2.471	—	—	—	—	—	2.471
Otros acreedores	5.289	—	—	—	—	—	5.289	3.356	—	—	—	—	—	3.356

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.

10.3) Riesgo de crédito²¹

PÉRDIDA ESPERADA:

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 interés efectivo sobre 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 crédito con las previsiones económicas en los principales países donde opera, 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 21.3.

²¹ 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". 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.

La exposición al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por tipo de instrumento financiero, junto con el deterioro registrado a 31 de diciembre de 2021 para cada uno de ellos, se desglosa a continuación:

	Saldo Bruto	Deterioro promedio	Deterioro	Saldo Neto 31/12/2021	Saldo Neto 31/12/2020
Activos financieros corrientes y Efectivo ⁽¹⁾	8.047	—	(1)	8.046	5.905
Activos financieros no corrientes ⁽²⁾	3.686	63,6%	(2.343) ⁽³⁾	1.343	1.171
Otros activos corrientes y no corrientes ⁽⁴⁾	2.239	46 %	(1.036) ⁽⁴⁾	1.203	1.096
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar ⁽⁵⁾	8.424	2,2%	(186)	8.238	4.056

⁽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 III (ver cuadro anterior "Pérdida Esperada"). Los deterioros existentes a 31 de diciembre de 2021 corresponden principalmente a situaciones pendientes de litigios y procesos concursales (1.733 millones de euros) y a préstamos y líneas de crédito otorgadas a los negocios conjuntos en Venezuela (524 millones de euros).

⁽⁴⁾Incluye principalmente activos deteriorados en Fase III correspondientes fundamentalmente a cuentas a cobrar vinculadas con la actividad en Venezuela (ver Notas 20.5 y 21.3).

⁽⁵⁾Ver apartado siguiente "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar".

Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

Las deudas comerciales se reflejan en el balance de situación a 31 de diciembre de 2021 y 2020 netos de deterioro por importe de 8.238 y 4.056 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	Millones de euros			
	2021			2020
	Deuda	Deterioro	Saldo	Saldo
Deuda no vencida	8.086	(75)	8.011	3.889
Deuda vencida 0-30 días	149	(5)	144	100
Deuda vencida 31-180 días	39	(5)	34	25
Deuda vencida mayor a 180 días	150	(101)	49	42
TOTAL	8.424	(186)	8.238	4.056

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 1,8%.

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 3.833 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 y de 3.264 millones de euros en 2020. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 ascienden a 1.313 y 821 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 2021 y 2020 son los siguientes:

	Millones de euros								Total
	Fondo de comercio	Exploración y Producción			Industrial y Comercial y Renovables			Corporación	
		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 2020	3.197	2.685	218	91	306	461	760	328	8.046
Inversiones ⁽¹⁾	—	82	14	8	30	57	87	31	309
Retiros o bajas	—	(564)	(2)	(1)	(22)	(9)	—	(11)	(609)
Diferencias de conversión	(192)	(193)	(19)	(7)	(9)	(7)	(2)	—	(429)
Variación del perímetro de consolidación	4	(3)	—	—	—	2	38	—	41
Reclasificaciones y otros ⁽²⁾	3	16	4	(2)	10	41	(384)	4	(308)
Saldo a 31 diciembre 2020	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
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 enero 2020	(1.026)	(1.486)	(143)	(73)	(176)	(225)	(188)	(259)	(3.576)
Amortizaciones	—	(56)	(21)	—	(26)	(48)	(30)	(27)	(208)
Retiros o bajas	—	564	2	—	13	9	—	10	598
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(667)	(101)	—	—	—	—	(1)	—	(769)
Diferencias de conversión	97	89	13	7	2	3	1	—	212
Variación del perímetro de consolidación	—	2	—	—	—	(1)	—	—	1
Reclasificaciones y otros	6	32	2	(8)	5	—	15	(7)	45
Saldo a 31 diciembre 2020	(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 ⁽³⁾	—	(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)
Saldo neto a 31 diciembre 2020	1.422	1.067	68	15	133	283	296	69	3.353
Saldo neto a 31 diciembre 2021	1.489	984	62	212	137	264	261	88	3.497

⁽¹⁾ Las inversiones en 2021 y 2020 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 54 y 82 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente. En 2021 en "otro inmovilizado" del segmento Exploración y Producción incluye la inversión en los activos de gas en producción de la compañía gasista estadounidense Rockdale Marcellus, por importe de 196 millones de euros.

⁽²⁾ En 2020 "Reclasificaciones y otros" incluía principalmente la reclasificación de los derechos de emisión de CO₂ al epígrafe de existencias (ver Nota 17).

⁽³⁾ Para más información véase Nota 21. A 31 de diciembre de 2021 y 2020 el importe acumulado por provisiones por deterioro asciende a 2.136 y 1.916 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 2021 y 2020 es el siguiente:

Fondo de comercio	Millones de euros	
	2021	2020
Upstream ⁽¹⁾	1.051	983
Comercial y renovables ⁽²⁾:		
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	106	106
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	105	104
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	49	49
Otras compañías ⁽²⁾	24	26
TOTAL ⁽³⁾	1.489	1.422

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente el fondo de comercio que surgió de la adquisición en 2015 de ROGCI, que a efectos de evaluar su recuperabilidad se asignó al segmento *Exploración y Producción*.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 8 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 10% del total del Grupo. Del total, 436 y 438 millones de euros en 2021 y 2020 corresponden a sociedades cuya actividad principal se desarrolla en Europa. Para más información sobre el cálculo del valor recuperable, véase la Nota 21.

⁽³⁾ Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 1.672 y 1.590 millones de euros en 2021 y 2020 respectivamente.

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor recuperable de las UGE (descenso del 10% en los precios de hidrocarburos, descenso del 5% en el volumen de ventas, aumentos del 5% en los costes operativos o de inversión, descensos del 5% en los márgenes de contribución unitarios o aumentos de 100 puntos básicos de la tasa de descuento) que tienen asignado fondo de comercio no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2021 como consecuencia del cálculo del valor recuperable del fondo de comercio.

[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 2021 y 2020 es la siguiente:

	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 ⁽⁴⁾	Terrenos, construcciones y otros		
COSTE BRUTO										
Saldo a 1 enero 2020	25.263	3.135	902	2.515	21.871	1.679	901	1.065	57.331	
Inversiones	467	121	146	—	7	6	986	17	1.750	
Retiros o bajas	(8)	(643)	(39)	(14)	(141)	(32)	(4)	(27)	(908)	
Diferencias de conversión	(2.126)	(181)	(82)	(55)	(274)	(54)	(5)	—	(2.777)	
Variación del perímetro de consolidación	—	(390)	—	—	—	—	—	—	(390)	
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	49	25	9	76	942	78	(858)	2	323	
Saldo a 31 diciembre 2020	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	
AMORTIZACIÓN Y PERDIDAS DE VALOR ACUMULADAS										
Saldo a 1 enero 2020	(14.965)	(2.506)	(382)	(1.312)	(13.843)	(673)	—	(505)	(34.186)	
Amortizaciones ⁽²⁾	(877)	(20)	(44)	(60)	(845)	(112)	—	(41)	(1.999)	
Retiros o bajas	7	643	28	12	125	29	—	22	866	
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor ⁽³⁾	(1.350)	(13)	(5)	—	152	(18)	—	(2)	(1.236)	
Diferencias de conversión	1.404	119	32	42	172	19	—	—	1.788	
Variación del perímetro de consolidación	—	390	—	—	—	—	—	—	390	
Reclasificaciones y otros ⁽¹⁾	7	(13)	5	(4)	315	(334)	—	(1)	(25)	
Saldo a 31 diciembre 2020	(15.774)	(1.400)	(366)	(1.322)	(13.924)	(1.089)	—	(527)	(34.402)	
Amortizaciones ⁽²⁾	(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)	
Saldo neto a 31 diciembre 2020	7.871	667	570	1.200	8.481	588	1.020	530	20.927	
Saldo neto a 31 diciembre 2021	8.313	757	572	1.188	8.599	614	1.212	471	21.726	

⁽¹⁾ En 2021 y 2020 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 y en 2021 por la entrada en operación de los proyectos de Kappa y Valdesolar (ver Nota 2.3). 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).

⁽²⁾ En relación a la valoración y vida útil de los elementos del inmovilizado material ver tabla más abajo en este apartado.

⁽³⁾ Ver Nota 21. A 31 de diciembre de 2021 y 2020 el importe de los deterioros de activos ascendía a 6.103 y 6.679 millones de euros, respectivamente, correspondiendo fundamentalmente al deterioro de "Inversión en zonas con reservas" (5.288 y 5.186 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente) y "Maquinaria e instalaciones" (450 y 836 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente).

⁽⁴⁾ Incluye en 2021 y 2020 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.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 4 y 5.1 del Informe de Gestión consolidado 2021 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 249 y 247 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2022 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 estimada de los principales activos:

Vida útil estimada	Años
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje	8-25
Instalaciones complejas especializadas (complejos industriales Refino y Química):	
- Unidades	8-25
- Tanques de almacenamiento	20-40
- Líneas y redes	12-25
Instalaciones complejas especializadas (electricidad y gas):	
- Plantas de generación eléctrica	18-40
- Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-20
Otro inmovilizado Material:	
- Mobiliario y enseres	9-15

En relación a los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S), su titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan, amortizándose linealmente en el plazo de cada contrato (entre 25 y 30 años).

En referencia a la vida útil estimada de los elementos del inmovilizado vinculado a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver Nota 3.7).

Adicionalmente, 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.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 581 y 1.522 millones de euros a 31 de diciembre de 2021, respectivamente, y 584 y 1.284 millones de euros a 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 10.020 y 9.497 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 y 2020 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:

Millones de euros	Maquinaria e instalaciones	Elementos de transporte	Edificios	Terrenos	Otros	Total
Saldo a 1 de enero de 2020	1.489	256	110	185	1	2.041
Altas	197	36	41	27	193	494
Retiros o bajas	(12)	(2)	—	(1)	—	(15)
Amortizaciones	(41)	(70)	(28)	(17)	(25)	(181)
Diferencias de conversión y otros	(152)	(12)	(7)	(13)	(12)	(196)
Saldo a 31 de diciembre de 2020	1.481	208	116	181	157	2.143
Altas	163	26	(58)	52	44	227
Retiros o bajas	—	—	(3)	—	—	(3)
Amortizaciones	(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

Los contratos de arrendamiento más relevantes son los siguientes:

- Contrato con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato 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 2021 los derechos de uso por este contrato se encuentran totalmente provisionados y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero ascienden a 406 millones de dólares (358 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 2021 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 493 millones de euros²² y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 880 millones de dólares (777 millones de euros).
- Por las EE.S que el Grupo tiene en España, Portugal, Perú y México se firman contratos de arrendamiento por varios conceptos y duración variable. A 31 de diciembre de 2021 el importe correspondiente de los derechos de uso asciende a 963 millones de euros y las cuotas futuras reconocidas como pasivo financiero a 952 millones de euros.

[13] Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El movimiento habido en este epígrafe durante 2021 y 2020 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	5.897	7.237
Inversiones netas	19	10
Variaciones del perímetro de consolidación	145	54
Resultado inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽¹⁾	301	(609)
Dividendos repartidos ⁽²⁾	(266)	(202)
Diferencias de conversión	220	(473)
Reclasificaciones y otros movimientos (Nota 7.1)	(2.762)	(120)
Saldo al cierre del ejercicio	3.554	5.897

⁽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 219 millones de euros en 2021 (205 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos) y de -484 millones de euros en 2020 (-472 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos), derivadas fundamentalmente de diferencias de conversión.

⁽²⁾ En 2021 corresponde principalmente a RSB (155 millones de euros), YPFB Andina (29 millones de euros) y Sierracol Energy Arauca (29 millones de euros). En 2020 fundamentalmente Repsol Sinopec Brasil (RSB) y Dynasol.

En 2021 "Reclasificaciones y otros" el importe del ejercicio corresponde fundamentalmente a la asignación de activos financieros de Repsol Sinopec Brasil, B.V. (negocio conjunto participado al 60% por Repsol y al 40% por el grupo Sinopec) a los socios. En 2020 incluye principalmente la reclasificación del valor negativo del patrimonio de Petroquiriquire y Cardón (ver apartado más adelante "Valor contable de la participación en negocios conjuntos").

En 2021 "Variaciones del perímetro de consolidación" destaca la adquisición del 40% de Hecate Energy Group LLC, empresa que opera en el mercado energético renovable de Estados Unidos y que está especializada en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía con una cartera de proyectos de más de 40 GW. Por otro lado la venta de la participación de AR Oil & Gaz, B.V. en Rusia (*joint venture* formada con Alliance Oil).

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

	Millones de euros	
	Valor contable de la inversión ⁽²⁾	
	2021	2020
Negocios conjuntos	3.349	5.757
Entidades asociadas ⁽¹⁾	205	140
TOTAL	3.554	5.897

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente la participación en Hecate Energy Group LLC y en Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd.

⁽²⁾ En 2021, corresponden a Exploración y Producción 2.737 millones de euros (5.448 millones de euros en 2020).

²² Derecho de uso provisionado por importe de 64 millones de euros.

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 (RSB)

Repsol tiene una participación del 60% en Repsol Sinopec Brasil, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil B.V (a través de Repsol Upstream, B.V. y Repsol Exploração Brasil, Ltda., respectivamente, ambas participadas al 100% por Repsol, S.A.), que se han incluido conjuntamente en las tablas más abajo como RSB. El 40% restante de dichas sociedades 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 fundamentalmente en Brasil.

En relación a las garantías otorgadas por el Grupo a favor de RSB, véase la Nota 26.

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.

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 21.3.

Cardón IV, S.A.

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 21.3.

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 inversiones identificadas anteriormente, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 3, y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

Resultados de negocios conjuntos:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Ingresos ordinarios	1.358	810	148	165	1.599	768	206	78	636	589	887	646
Amortización y provisiones por deterioro ⁽¹⁾	(331)	(361)	(118)	(138)	(841)	(2.060)	(298)	78	(54)	(193)	(496)	(876)
Otros ingresos/(gastos) de explotación	(434)	(251)	(86)	(108)	(791)	(591)	(53)	(26)	(158)	(146)	(535)	(428)
Rdo de explotación	593	198	(56)	(81)	(33)	(1.883)	(145)	130	424	250	(144)	(658)
Intereses netos	18	128	2	4	(77)	(73)	(38)	(40)	(64)	(106)	8	18
Resto de partidas del Rdo financiero	(66)	(30)	(11)	(8)	(23)	(29)	11	1	(22)	3	(46)	(68)
Rdo. inversiones método participación neto de impuestos	—	6	2	14	—	—	—	—	—	—	—	—
Rdo antes de impuestos	545	302	(63)	(71)	(133)	(1.985)	(172)	91	338	147	(182)	(708)
Gasto por impuesto	(212)	(240)	13	15	52	499	73	(196)	5	184	96	232
Rdo del periodo atribuido a la sociedad dominante	333	62	(50)	(56)	(81)	(1.486)	(99)	(105)	343	331	(86)	(476)
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %	51 %	51 %
Rdo por integración	200	37	(24)	(27)	(24)	(446)	(40)	(42)	171	166	(44)	(243)
Dividendos	155	34	29	41	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro resultado integral ⁽²⁾	121	(373)	27	(35)	5	1	(37)	38	(13)	27	45	(57)

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

⁽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 21).

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

Valor contable de la participación en negocios conjuntos:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV		RSRUK	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Activos												
Activos no corrientes	3.903	8.366	686	699	2.934	3.191	4	106	636	739	3.068	2.921
Activos corrientes:	638	476	268	280	650	427	589	345	537	389	1.555	1.093
Efectivo y equivalentes de efectivo	273	132	23	41	110	89	—	12	7	3	65	71
Otros activos corrientes ⁽¹⁾	365	344	245	239	540	338	589	333	530	386	1.490	1.022
Total Activos	4.541	8.842	954	979	3.584	3.618	593	451	1.173	1.128	4.623	4.014
Pasivos												
Pasivos no corrientes:	1.940	1.780	237	210	2.251	2.420	712	736	652	1.113	2.929	2.730
Pasivos financieros	939	997	—	—	1.139	1.117	706	652	446	826	64	58
Otros pasivos no corrientes	1.001	783	237	210	1.112	1.303	6	84	206	287	2.865	2.672
Pasivos corrientes:	423	396	56	55	1.094	895	1.131	772	709	523	539	159
Pasivos financieros	195	126	—	—	693	587	52	11	1	7	20	32
Otros pasivos corrientes ⁽¹⁾	228	270	56	55	401	308	1.079	761	708	516	519	127
Total Pasivos	2.363	2.176	293	265	3.345	3.315	1.843	1.508	1.361	1.636	3.468	2.889
ACTIVOS NETOS	2.178	6	661	714	239	303	(1.250)	(1.057)	(188)	(508)	1.155	1.125
Participación de Repsol	60 %	60 %	48 %	48 %	30 %	30 %	40 %	40 %	50 %	50 %	51 %	51 %
Participación en los activos netos ⁽²⁾	1.307	0	317	343	72	91	(500)	(423)	(94)	(254)	589	574
Fondo de comercio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Valor contable de la inversión	1.307	0	317	343	72	91	—	—	—	—	589	574

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

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

⁽²⁾ Petroquiriquire: en 2021 y 2020 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos cuyo importe a 31 de diciembre asciende a 500 y 423 millones de euros, respectivamente, correspondiente al valor negativo del Patrimonio Neto de Petroquiriquire (Ver Nota 15).

Cardón IV: 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 y 2020 asciende a 166 y 255 millones de euros, respectivamente y que se considera como inversión neta, véase Nota 8.1).

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

[14] Otros activos no corrientes

Este epígrafe incluye principalmente, en 2021 y 2020 cuentas a cobrar a PDVSA en Venezuela (ver Nota 21.3) por 344 millones de euros netos de deterioro (293 millones de euros en 2020) y los depósitos asociados al desmantelamiento de activos de Exploración y Producción ("*sinking funds*") por importe de 59 millones de euros (154 millones de euros en 2020), principalmente en Indonesia, así como los derivados por operaciones comerciales no corrientes (ver Nota 8).

[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 de producción de hidrocarburos, la complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda, el riesgo país y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas utilizadas por el Grupo es del 3,4%.

Las provisiones por desmantelamiento asociadas con refinerías e instalaciones petroquímicas generalmente no se reconocen, ya que las obligaciones potenciales no se pueden medir, dadas sus fechas de liquidación indeterminadas. El grupo realiza revisiones periódicas de sus refinerías y activos petroquímicos de larga duración para detectar cambios en los hechos y circunstancias que pudieran requerir el reconocimiento de una provisión por desmantelamiento.

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 2021 y 2020 de estos epígrafes, así como sus movimientos entre ejercicios son los siguientes:

	Millones de euros					Total
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes					
	Desmantelamiento de activos ⁽³⁾	Contratos onerosos ⁽⁴⁾	Judiciales	Otras provisiones ⁽⁵⁾		
Saldo a 1 enero 2020	1.870	420	948	1.539	4.777	
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	84	20	14	370	488	
Aplicaciones con abono a resultados	(22)	(33)	(5)	(21)	(81)	
Cancelación por pago	(54)	(47)	(11)	(86)	(198)	
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	—	—	(28)	(30)	
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(103)	(30)	(55)	(456)	(644)	
Saldo a 31 diciembre 2020	1.773	330	891	1.318	4.312	
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	85	42	73	680	880	
Aplicaciones con abono a resultados	(10)	(8)	(10)	(13)	(41)	
Cancelación por pago	(101)	(39)	(43)	(79)	(262)	
Variaciones del perímetro de consolidación	(17)	(323)	—	(2)	(342)	
Diferencias de conversión, reclasificaciones y otros ⁽²⁾	(21)	19	(132)	(125)	(259)	
Saldo a 31 diciembre 2021	1.709	21	779	1.779	4.288	

⁽¹⁾ En 2021 y 2020 incluye 59 y 75 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la actualización financiera de provisiones y en "Otras provisiones" la dotación correspondiente al consumo de derechos de CO₂ (ver Nota 30) por 479 y 281 millones de euros, respectivamente.

⁽²⁾ En 2021 "Desmantelamiento de activos" incluye las reclasificaciones al epígrafe de "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" del balance de situación (ver Nota 16). En 2021 y 2020 "Otras provisiones" incluye la baja de los derechos consumidos por CO₂ por importe de 469 y 281 millones de euros (ver Nota 30) y la actualización de valor negativo de las inversiones en Petroquiriquire y Cardón IV (ver Nota 13).

⁽³⁾ En 2021, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 puntos básicos disminuiría/aumentaría las provisiones en -114 y 121 millones de euros.

⁽⁴⁾ En 2021 "variaciones de perímetro de consolidación" incluye principalmente la baja de la provisión de onerosidad tras la adquisición del 25% de Saint John LNG una vez que la obligación se extingue a nivel Grupo (ver Nota 2.3).

⁽⁵⁾ El epígrafe de "Otras provisiones" incluye fundamentalmente las constituidas para hacer frente saneamientos y remediaciones medioambientales (ver Nota 30), compromisos por pensiones (ver Nota 28), consumos de los derechos de CO₂ (ver Nota 30) incentivos a los empleados (ver Nota 28), riesgos fiscales no relacionados con el impuesto de beneficios (ver Nota 23), 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 23).

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones al cierre del ejercicio 2021:

	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 de campos	87	239	1.383	1.709
Provisión por contratos onerosos	5	12	4	21
Provisión por riesgos judiciales	—	462	317	779
Otras provisiones	932	754	93	1.779
TOTAL	1.024	1.467	1.797	4.288

⁽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 2021, el balance de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 779 millones de euros (891 millones de euros a 31 de diciembre de 2020). 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 Limited ("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 Limited ("TCHL") en relación con la compra del 40% de las acciones de TSEUK (actualmente Repsol Sinopec Resources UK Limited "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). Se estima que el recurso de anulación se resolverá durante el tercer trimestre de 2022.

El 20 de abril de 2021 el Tribunal Arbitral ha emitido 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.

Tras este Laudo, 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 ha desestimado 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 ha realizado 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, se ha reducido 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 por Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a Occidental Chemical Corporation (“OCC”). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el *Department of Environmental Protection* de Nueva Jersey (“DEP”) y el *Spill Compensation Fund* de 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 Limited (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 han llegado 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.

ACTIVOS Y PASIVOS CORRIENTES

[16] Activos no corrientes mantenidos para la venta y pasivos vinculados

Las principales líneas del balance consolidado de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2021, son las siguientes:

Millones de euros	31/12/2021
Activos no corrientes	407
Activos corrientes	198
Activos	605
Pasivos no corrientes	(243)
Pasivos corrientes	(217)
Pasivos	(460)
ACTIVOS NETOS	145

Incluyen fundamentalmente activos productivos en Malasia (incluye la participación en los bloques PM3 CAA, Kinabalu y PM305/314) y en Ecuador (bloques 16 y 67) del segmento Exploración y Producción cuya venta se encontraba pendiente de ciertas condiciones precedentes a 31 de diciembre de 2021. Sus ventas se ha completado en 2022 tal y como se describe en la Nota 32, sin impactos significativos en los estados financieros del Grupo.

[17] 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.

La composición del epígrafe de existencias a 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2021	2020
Crudo y gas natural	1.713	1.130
Productos terminados y semiterminados	2.918	1.653
Materiales y otras existencias ⁽¹⁾	596	596
TOTAL ⁽²⁾	5.227	3.379

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

⁽²⁾ Incluye deterioros por valoración de las existencias por importe de 48 y 38 millones de euros a 31 de diciembre de 2021 y 2020 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -15 y 7 millones de euros respectivamente (-8 y 20 millones de euros en 2020).

A 31 de diciembre de 2021, el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" ha ascendido a 342 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 4 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 de existencias se explican fundamentalmente por el incremento en los precios medios del crudo Brent (+70% / +29,1 \$/bbl).

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2021 y 2020 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.

[18] Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2021	2020
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	5.972	3.046
Deterioro acumulado	(186)	(210)
Clientes por ventas y prestación de servicios	5.786	2.836
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	693	597
Deudores por operaciones con el personal	47	41
Administraciones públicas	215	202
Derivados por operaciones comerciales (Nota 9)	1.027	200
Otros deudores	1.982	1.040
Activos por impuesto corriente	470	180
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.238	4.056

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.

[19] Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

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

	Millones de euros	
	2021	2020
Proveedores	5.548	2.471
Acreedores y otros	3.783	2.611
Administraciones Públicas acreedoras	635	537
Instrumentos financieros derivados (Nota 9)	871	208
Otros acreedores	5.289	3.356
Pasivo por impuesto corriente	386	72
TOTAL	11.223	5.899

Este epígrafe aumenta por la mayor actividad (mayores compras) en línea con el aumento de las deudas comerciales y otras cuentas a pagar.

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 en España se presenta de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

	Días	
	2021	2020
Período medio de pago a proveedores (PMP) ⁽¹⁾	30	28
Ratio de operaciones pagadas ⁽²⁾	30	28
Ratio de operaciones pendientes de pago ⁽³⁾	30	30
	Importe (millones de euros)	
Total pagos realizados	11.733	10.752
Total pagos pendientes	460	283

⁽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).

⁽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.

El PMP a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 es de 60 días.

RESULTADOS

[20] Resultado de explotación

Repsol publica, en la misma fecha que las presentes Cuentas Anuales consolidadas, su Informe de Gestión consolidado 2021, que incluye una explicación de los resultados y otras magnitudes de desempeño.

20.1] 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 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 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 2021 y 2020 se muestran a continuación:

	2021	2020
Exploración y Producción	5.009	2.963
Industrial	39.582	25.142
Comercial y Renovables	21.680	16.315
Corporación	(16.526)	(11.138)
TOTAL	49.745	33.282

Nota: Incluye impuestos especiales que recaen sobre consumos de hidrocarburos por importe de 5.216 y 5.033 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente.

El incremento de los ingresos en 2021 se explica por: (i) el aumento de los precios de realización del crudo y gas en los negocios productivos de Exploración y Producción, (ii) el incremento de la demanda y los precios de productos petrolíferos y petroquímicos en Industrial y (iii) por el aumento de ventas en los negocios comerciales, como consecuencia del aumento de la demanda por las menores restricciones a la movilidad y por el aumento de los precios de combustibles (iv) y la puesta en producción de nuevos activos de generación eléctrica renovable.

La distribución de los ingresos de las actividades ordinarias por país en 2021 y 2020 se muestran a continuación:

	2021	2020
España	24.335	17.088
Estados Unidos	3.347	1.988
Portugal	2.976	1.912
Perú	2.464	1.672
Resto	16.623	10.622
TOTAL ⁽¹⁾⁽²⁾	49.745	33.282

⁽¹⁾ La distribución por área geográfica se ha elaborado en función de los mercados a los que van destinadas las ventas o ingresos.

⁽²⁾ La distribución de los mercados de destino es: i) U.E zona euro: 32.832 millones de euros (22.464 millones de euros en 2020), ii) UE zona no euro: 90 millones de euros (488 millones de euros en 2020) y iii) Resto de países: 16.823 millones de euros (10.330 millones de euros en 2020). En 2021 los ingresos de Reino Unido se incluyen en Resto de países tras su abandono de la UE el 31 de enero de 2020 (en 2020 se incluían en UE Zona no Euro).

20.2) 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 de los productos terminados en el periodo.

20.3) Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 9), los ingresos por consumos de derechos de CO₂ gratuitos (ver Nota 30.1) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota 15). Este epígrafe incluye subvenciones de explotación por importe de 15 y 18 millones de euros en 2021 y 2020 respectivamente.

20.4) Aprovisionamientos

El epígrafe "Aprovisionamientos" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2021	2020
Compras	38.502	24.158
Variación de existencias (materias primas y existencias comerciales)	(1.054)	677
TOTAL	37.448	24.835

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.

20.5) [Dotación] / Reversión de provisiones por deterioro

Los citados epígrafes recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2021	2020
Dotación por provisiones por deterioro de activos (Notas 10.3, 18 y 21)	(1.185)	(2.494)
Reversión de provisiones por deterioro (Nota 21)	522	335
TOTAL	(663)	(2.159)

20.6) Gastos de personal

El epígrafe "Gastos de personal", ligeramente inferior a los de 2020, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2021	2020
Remuneraciones y otros	1.364	1.407
Costes de seguridad social	438	438
TOTAL	1.802	1.845

20.7] Gastos de exploración

Los gastos de exploración de hidrocarburos en 2021 y 2020 ascienden a 367 y 253 millones de euros, de los cuales 53 y 86 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones de inmovilizado" y 245 y 116 millones de euros en el epígrafe "(Dotación) / Reversión de provisiones por deterioro" en 2021 y 2020, respectivamente.

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

	Millones de euros	
	2021	2020
Europa	59	105
América	303	60
África	1	24
Asia	4	64
Oceanía	—	—
TOTAL	367	253

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

20.8] Beneficios / [Pérdidas] por enajenaciones de activos

En 2021 los beneficios (115 millones de euros) y pérdidas (-105 millones de euros) por enajenación de activos corresponden principalmente a la venta de la participación de AR Oil & Gaz, B.V. (AROG) en Rusia, la venta de los activos de Tin Fouyet Tabenkor (TFT) en Argelia y el bloque 15/02 en Vietnam, la venta del negocio de carburantes en Italia y la venta de terrenos en negocios de GLP (ver Nota 2.3).

20.9] Transporte y fletes, suministros y otros gastos de explotación

Los gastos del epígrafe de "Transportes y fletes" descienden como consecuencia de los menores precios en el mercado de fletes durante 2021 y la menor actividad en el negocio de Trading.

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 gastos de explotación" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2021	2020
Gastos de operadores ⁽¹⁾	589	559
Servicios de profesionales independientes	434	439
Arrendamientos ⁽²⁾	113	125
Tributos: ⁽³⁾	486	325
Impuestos a la producción	181	73
Otros	305	252
Reparación y conservación ⁽⁴⁾	270	258
Valoración de instrumentos derivados comerciales ⁽⁵⁾	970	139
Consumo de derechos de CO ₂ ⁽⁶⁾	479	281
Otros ⁽⁷⁾	1.293	1.299
TOTAL	4.634	3.425

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, gastos por servicios de consignación en las instalaciones de Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A., servicios de envasado, almacenamiento, carga, transporte y expedición de producto.

⁽²⁾ En 2021 incluye gastos de arrendamiento de contratos a corto plazo y de escaso valor (87 millones de euros) y por cuotas variables (26 millones de euros).

⁽³⁾ Corresponden a tributos distintos a los que gravan el beneficio (ver Nota 23). 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 6.7 del Informe de Gestión consolidado 2021 y el Informe sobre pagos a Administraciones Públicas que publica la Compañía.

⁽⁴⁾ Corresponde a actividades de reparación, conservación y mantenimiento realizadas, principalmente, en los complejos industriales del Grupo.

⁽⁵⁾ Corresponden principalmente a derivados contratados en actividades de *trading* de crudo, gas, productos petrolíferos y electricidad (ver Nota 9).

⁽⁶⁾ Ver Nota 30.1.

⁽⁷⁾ Incluye, entre otros, las dotaciones por provisiones.

El aumento en los "Tributos" se explica por la mayor actividad y los mayores precios. El incremento en "Reparación y conservación" en 2021 obedece, principalmente, a la mayor actividad de los complejos industriales. Los mayores gastos de "Valoración de instrumentos derivados comerciales" se explican principalmente por la mayor valoración de derivados y compromisos sobre *commodities* como consecuencia de los mayores precios de crudos y productos. El "Consumo de derechos de CO₂" aumenta como consecuencia de la mayor actividad en los complejos industriales y los mayores precios de los derechos del CO₂ (ver Nota 3.0.2).

20.10] Investigación y desarrollo

Los gastos de investigación incurridos se registran el epígrafe "Otros 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 2021 y 2020 a 57 y 65 millones de euros, respectivamente. Los gastos activados correspondientes a las actividades de desarrollo han ascendido a 24 millones de euros en 2021.

[21] 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 Upstream, las UGE se corresponden con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "bloques"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí, dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso de Industrial y Comercial y Renovables, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Mayorista y Trading Gas, Movilidad, GLP, Lubricantes, Asfaltos y Especialidades, Generación y Comercialización eléctrica) y áreas geográficas. En 2021 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 3.6.

21.1] 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 2020, a la vista de la situación de los mercados de *commodities*, de las consecuencias sociales y económicas de la pandemia del COVID-19 y de la evolución previsible de la transición energética ante el riesgo del cambio climático, el Grupo revisó sus expectativas de precios futuros de crudo y de gas, modificando las sendas de precios para adaptarlas al nuevo escenario.

En 2021, a la vista del contexto alcista de los mercados de *commodities*, influenciados por las perspectivas más optimistas de recuperación económica de las consecuencias de la pandemia y la influencia en los mercados de las políticas de transición en países como China, EE.UU. y la UE, el Grupo ha revisado al alza sus expectativas de corto plazo de precios futuros de crudo y de gas. Hay que destacar que estas estimaciones se realizan en un entorno de elevada incertidumbre, marcado por los escenarios de recuperación de la crisis del COVID-19, por las dinámicas de transición energética y de descarbonización de la economía y, en definitiva, por sus posibles impactos en los mercados de *Oil&Gas*.

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

Términos reales 2021	2022-2050 ⁽¹⁾	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2050 ⁽²⁾
Brent (\$/ barril) ⁽³⁾	62	69	67	66	68	68	60
WTI (\$/ barril)	59	66	64	63	65	65	58
HH (\$/ Mbtu) ⁽³⁾	2,9	3,6	3,3	2,9	3,0	3,0	2,8
Pool eléctrico (€/MWh) ⁽⁴⁾	52	108	85	80	67	59	46

⁽¹⁾ Media de los precios del periodo 2022-2050.

⁽²⁾ Media de los precios del periodo 2027-2050.

⁽³⁾ 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 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 3.6.

⁽⁴⁾ Precios del pool eléctrico en España. En 2021, el Grupo ha revisado significativamente al alza los precios del pool eléctrico. En 2021 los precios del *pool* se han incrementado un +228 % como consecuencia, principalmente, del significativo incremento de los precios del gas y del CO₂.

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 30.1). A estos efectos el precio, en términos nominales, de los derechos de emisiones se estiman para el periodo 2022-2026 en 70,2 \$/Tn, 70,8 \$/Tn, 70,8 \$/Tn, 72,0 \$/Tn y 75,6 \$/Tn, respectivamente (99,4 \$/Tn en el periodo 2022-2050 y 105,1 \$/Tn en el periodo 2027-2050). En 2021, el Grupo ha revisado significativamente al alza los precios de CO₂ como consecuencia de los objetivos más ambiciosos de descarbonización anunciados por Repsol y a los fijados por la Unión Europea (55% -Fit for 55-), así como la escalada de precios en 2021 (+105%).

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.

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 3.6.

	2021	2020
EXPLORACION Y PRODUCCION ⁽¹⁾		
Latinoamérica	7,1% - 37,6%	7,2% - 37,6%
Europa y Norte de África ⁽³⁾	6,9% - 13,7%	7,0% - 18,6%
Norteamérica	7,4% - 7,6%	7,5% - 7,6%
Asia y Rusia	7,4% - 8,6%	7,4% - 9,2%
INDUSTRIAL ⁽²⁾	5,0% - 9,2%	4,6% - 8,4%
COMERCIAL Y RENOVABLES ⁽²⁾	5,0% - 8,6%	4,2% - 9,7%

⁽¹⁾ Tasas de descuento en dólares.

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

⁽³⁾ El rango alto se reduce por la tasa correspondiente a Libia por la reducción del riesgo en el país.

c) Deterioros registrados

En 2021 se han reconocido saneamientos sobre los activos del Grupo en los siguientes epígrafes del balance de situación:

Millones de euros	Notas	Total
Otro inmovilizado intangible ⁽¹⁾	11	(184)
Inmovilizado material ⁽¹⁾	12	(120)
Inversiones contabilizadas por el método de la participación ⁽²⁾	13	(232)
Activos por impuesto diferido	23	(318)
Otros		(10)

⁽¹⁾ No se incluyen deterioros de inversiones exploratorias no exitosas reconocidos en el transcurso normal de las operaciones (ver Nota 20.7) por importe de -26 millones de euros (reconocidas en otro inmovilizado intangible) y -3 millones de euros (reconocidas en "inversiones de exploración" del Inmovilizado material), ni aquellos reconocidos en procesos de desinversión en el periodo (al margen del cálculo anual del valor recuperable de los activos).

⁽²⁾ Antes de impuestos.

Las dotaciones, netas de reversiones, han ascendido a -864 millones de euros antes de impuestos (-672 millones de euros después de impuestos)²³.

Activos Exploración y Producción

En relación con activos del segmento Exploración y Producción se han registrado deterioros netos²⁴ por importe de -547 millones de euros, antes de impuestos, en:

- Activos productivos (-347 millones de euros), fundamentalmente en: (i) Europa (-183 millones de euros): principalmente en Reino Unido y Noruega, por las mayores inversiones y gastos operativos -inflación y costes ligados a la descarbonización-, y retrasos en los proyectos; y (ii) Latinoamérica (-162 millones de euros), principalmente en Trinidad y Tobago y Bolivia, por la menor actividad derivada del declino natural de activos.
- Activos exploratorios y en desarrollo (-188 millones de euros), fundamentalmente en Estados Unidos, como consecuencia de la evolución previsible de la transición energética que no permite concluir favorablemente sobre la viabilidad comercial de determinados bonos y sondeos capitalizados.

El valor recuperable de los activos deteriorados en el periodo asciende a 10.271 millones de euros. El valor neto contable de las Unidades Generadoras de Efectivo del segmento²⁵ tras el registro del deterioro asciende a 12.857 millones de euros.

Activos Industrial y Comercial

En el resto de los activos de los segmentos Industrial y Comercial y Renovables, los nuevos escenarios asumidos en el contexto de descarbonización y transición energética consideran un entorno de reducción de la demanda de productos petrolíferos y carburantes y un aumento del coste esperado de las emisiones de CO₂. La calidad de los activos y la capacidad de adaptación de los modelos de negocio al nuevo entorno y a la nueva orientación estratégica hacen que, incluso en los nuevos y exigentes escenarios, no se hayan puesto de manifiesto deterioros en el ejercicio.

Otros

En 2021 se han minorado activos por impuesto diferido en Canadá y en España en -318 millones de euros (ver Nota 23).

²³ En 2020 las dotaciones, netas de reversiones, ascendieron a 3.016 millones de euros antes de impuestos (2.774 millones de euros después de impuestos).

²⁴ Corresponde a los deterioros reconocidos en los epígrafes "Otro inmovilizado intangible", "Inmovilizado material" e "Inversiones contabilizadas por el método de la participación", antes de impuestos.

²⁵ Incluye inversiones contabilizadas por el método de la participación. No incluye Fondo de Comercio ni el valor neto contable de los activos exploratorios.

21.2] 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:

	Incremento (+) / descenso (-)	Millones de euros ⁽¹⁾	
		Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios de hidrocarburos	+10%	975	956
	(10) %	(952)	(857)
Variación en la producción de hidrocarburos	5 %	430	450
	(5) %	(465)	(485)
Variación en los precios y la producción de hidrocarburos	+10%	1.926	1.865
	(10) %	(2.060)	(1.907)
Variación en los márgenes de Industrial y Comercial y Renovables	5 %	42	31
	(5) %	(179)	(134)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(265)	(233)
	-100 p.b.	292	257

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

21.3] 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, Libia y Argelia.

Venezuela

Repsol está presente en Venezuela a través de sus participaciones en licenciatarias de gas y en empresas mixtas de crudo. La situación actual de crisis en el país conlleva un aumento de la incertidumbre en el desarrollo de los negocios. Para evaluar las inversiones en este país, que incluyen tanto la participación en el capital social de las compañías como la financiación otorgada a través de préstamos y cuentas comerciales a cobrar, 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 que pueden variar de las inicialmente realizadas (ver Notas 10 y 13).

La exposición patrimonial²⁶ total de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre de 2021 asciende a 298 millones de euros (320 millones de euros a 31 de diciembre de 2020), que incluye fundamentalmente la financiación otorgada a sus empresas filiales venezolanas (ver Nota 8 y 14).

En 2021 continúa la situación de inestabilidad política, la recesión económica (el PIB²⁷ se ha reducido un 5% en 2021) y la inflación (686%²⁸ en 2021 y se prevé un 730% para 2022), por lo que se prorrogó el Estado de Excepción y Emergencia Económica en varias ocasiones, el último Decreto Presidencial No. 4.440 fue publicado en Gaceta Oficial No. 6.615, de 23 de febrero de 2021, por sesenta días de duración. La producción petrolera se ha reducido significativamente en los últimos años. Se ha producido una devaluación importante de la divisa venezolana frente al euro (5,211 €/Bs frente a los 1,359 €/Bs de 31 de diciembre de 2020, tipo de cambio SIMECA²⁹) sin impacto significativo en los estados financieros del Grupo, dado que la moneda funcional de sus filiales en el país es el dólar americano, a excepción del caso de Quiriquire Gas³⁰ (ver Nota 13).

²⁶ 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.

²⁷ Fuente: Estimado del Fondo Monetario Internacional.

²⁸ 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.

²⁹ Tipo de cambio de referencia SMC (Sistema del Mercado Cambiario).

³⁰ 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).

En relación con las sanciones internacionales que afectan al gobierno venezolano y a PDVSA y sus filiales, destaca el anuncio realizado el 24 de noviembre de 2021 por el gobierno de EE.UU. mediante el cual se prorroga la Licencia General 8H (ahora 8I) de la *Office of Foreign Assets Control* (OFAC) respecto a la compañía petrolera Chevron y a otras cuatro empresas estadounidenses del sector de hidrocarburos de modo que, aunque estas empresas no pueden extraer, vender o transportar petróleo venezolano, contratar personal adicional o abonar dividendo alguno a PDVSA o sus filiales, sí podrán continuar con actividades destinadas al mantenimiento limitado de sus operaciones esenciales para la seguridad o preservación de los activos hasta el 1 de junio de 2022.

Repsol ha adoptado las medidas necesarias para continuar su actividad en Venezuela con pleno respeto a la normativa internacional de sanciones aplicable, incluyendo las normas 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.

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 1983-2020*") 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 2021 provisiones por el perfil de crédito de PDVSA y por el deterioro del entorno de los negocios en Venezuela, afectando al valor de los instrumentos de financiación y cuentas a cobrar a PDVSA (-223 millones de euros)³¹ así como al valor de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (-129 millones de euros).

Libia

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre de 2021 asciende a unos 344 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 2021 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales (con actividades de exploración y producción) situadas en la cuenca de Murzuq, en el desierto del Sahara, y cuyas reservas probadas estimadas a 31 de diciembre de 2021 ascienden a 100,18 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Tras la declaración conjunta de un alto el fuego acordado entre el GNA (Gobierno establecido oficialmente en Trípoli y respaldado por Naciones Unidas) y el LNA (*Libyan National Army*) con el aval de la comunidad internacional en septiembre de 2020, en febrero de 2021, el Foro de Diálogo Político Libio (FDPL), logró crear un gobierno de transición que guiará al país hasta las elecciones, actualmente previstas para el primer semestre de 2022.

La producción durante 2021 en El *Sharara Field* no ha experimentado interrupciones hasta el 20 de diciembre, fecha en la que tuvo que ser parada debido a las condiciones de seguridad. La producción ha sido reanudada el pasado 10 de enero de 2022, tras el acuerdo al que ha llegado el primer ministro con las Petroleum Facilities Guard (una de las milicias que protege el campo). La producción neta de petróleo crudo de Repsol en 2021 ha ascendido a 34,2 miles de barriles de petróleo al día (vs. 9,35 miles de barriles de petróleo al día durante el mismo periodo de 2020).

Argelia

La exposición patrimonial de Repsol en Argelia a 31 de diciembre de 2021 asciende a unos 505 millones de euros (incluyendo fundamentalmente el inmovilizado material a dicha fecha).

³¹ Reconocidos en los epígrafes de "*Dotación*"/*Reversión de provisiones por deterioro*" (riesgo de crédito, ver Notas 10.3 y 20.5) y de "*Deterioro de instrumentos financieros*" (ver Nota 22), de la cuenta de pérdidas y ganancias.

Repsol tiene en Argelia dos bloques en fase de producción/desarrollo (*Reggane Nord* y Bloque 405a -con las licencias MLN, EMK y *Ourhoud-*), una vez se ha vendido el activo *Tin Fouyé Tabankort* (TFT) en junio de 2021 (ver Nota 2.3).

La producción neta media en Argelia en 2021 alcanzó los 19,7 miles de barriles equivalentes de petróleo día (25,9 kboe en 2020) provenientes de los bloques Reggane Nord y 405a (en 2020 incluye también la producción de TFT).

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2021 ascienden a 23,3 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas, en torno al 50% 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%).

Tras la elección de Abdelmayid Tebboune en las elecciones convocadas en diciembre de 2019, Argelia comenzó un proceso de reformas políticas y económicas.

[22] Resultado financiero

El resultado financiero mejora frente al de 2020, principalmente, por los mejores resultados por posiciones puntuales de tipo de cambio dólar/euro y de autocartera (derivados autocartera véase la Nota 9), así como por los menores intereses de la deuda.

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2021 y 2020 ha sido el siguiente:

Millones de euros	2021	2020
Ingresos financieros	82	96
Gastos financieros	(234)	(340)
Intereses netos ⁽¹⁾	(152)	(244)
Por tipo de interés	32	29
Por tipo de cambio	459	(293)
Otras posiciones	153	116
Variación de valor razonable en instrumentos financieros ⁽²⁾	644	(148)
Diferencias de cambio ⁽³⁾	(131)	406
Deterioro de instrumentos financieros	27	57
Actualización financiera de provisiones	5	(82)
Intereses intercalarios	77	86
Intereses arrendamientos ⁽⁴⁾	(172)	(200)
Resultado por enajenación de instrumentos financieros	—	—
Otros	(27)	(16)
Otros ingresos y gastos financieros	(117)	(212)
RESULTADO FINANCIERO	271	(141)

⁽¹⁾ Incluye ingresos por intereses por instrumentos financieros valorados a coste amortizado por importe de 82 millones de euros (96 millones de euros en 2020). 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 2020 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.

[23] 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 deterioro 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 analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales futuras que permitan compensar las pérdidas fiscales o aplicar los créditos fiscales existentes, a partir de la metodología establecida para verificar la existencia de indicios de deterioro en sus activos; (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.

23.1] Impuestos aplicables

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

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

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 2021 es de 97, 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 y que en 2021 integra como sociedades dependientes, entre otras, a Repsol Customer Centric, S.L. (sociedad que canaliza las participaciones del Grupo Repsol en la vertical de negocio "Cliente") y a Repsol Industrial Transformation, S.L. (entidad que aglutina las filiales del Grupo en la vertical de negocio "Industrial").

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 2021 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) ha modificado 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 6/80 en ejercicios futuros.

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.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos territorios por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, en Argelia, Ecuador, 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 %	Noruega	78%
Bolivia	25 %	Países Bajos	25%
Brasil	34 %	Perú	29,5%
Canadá ⁽²⁾	24,6%	Portugal	22,5% - 31,5%
Colombia	32 %	Reino Unido	40%
Ecuador	25 %	Rusia	20%
Estados Unidos ⁽³⁾	21 %	Singapur	17%
Indonesia	32,5% - 44%	Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Libia	65 %	Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Malasia	38 %	Vietnam	32% - 50%
México	30 %		

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

⁽²⁾ Tipo federal y provincial

⁽³⁾ No incluye tipos estatales

23.2] Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2021 y 2020 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2021	2020
(Gasto)/ Ingreso por impuesto corriente del ejercicio	(934)	(105)
Ajustes al impuesto corriente ⁽¹⁾	24	13
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios corriente (a)	(910)	(92)
(Gasto)/ Ingreso por impuesto diferido del ejercicio	(579)	296
Ajustes al impuesto diferido ⁽²⁾	(312)	(220)
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios diferido (b)	(891)	76
(Gasto)/ Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	(1.801)	(16)

⁽¹⁾ Incluye movimientos de provisiones fiscales por importe de 86 millones de euros y otros ajustes al impuesto corriente por importe de -62 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye regularización de activos por impuesto diferido por importe de -318 millones de euros y otros ajustes al impuesto diferido por importe de 6 millones de euros.

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

	Millones de euros	
	2021	2020
Resultado antes de Impuesto sobre beneficios (IS)	4.329	(3.304)
Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	301	(609)
Resultado antes de IS y de resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	4.028	(2.695)
Tipo nominal general del IS en España	25 %	25 %
(Gasto) / Ingreso por IS al tipo nominal general español	(1.007)	674
(Gasto) / Ingreso por IS adicional por ajuste a tipos nominales diferentes al general español ⁽¹⁾	(572)	83
Mayor gasto por IS derivado de gastos no deducibles ⁽²⁾	(37)	(644)
Menor gasto por IS por aplicación de mecanismos para evitar la doble imposición ⁽³⁾	55	45
Menor gasto por IS por aplicación de deducciones e incentivos fiscales ⁽⁴⁾	88	77
(Gasto) / Ingreso por IS por regularización impuestos diferidos ⁽⁵⁾	(318)	(236)
(Gasto) / Ingreso por IS por dotación/reversión de provisiones por riesgos fiscales en IS	86	(51)
Otros ⁽⁶⁾	(96)	36
(Gasto) / Ingreso por IS	(1.801)	(16)

⁽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 (en 2020 destacan los deterioros de activos).

- (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 deducciones por I+D+i.
 (5) Incluye fundamentalmente regularización de activos por impuesto diferido en Canadá y España, tras revisión de su recuperabilidad (ver Nota 23.3).
 (6) Incluye movimiento de diferidos por tipo de cambio y por cambio de tipo impositivo.

23.3] 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:

Millones de euros	2021	2020
Bases imponible negativas por pérdidas, deducciones y similares pendientes de aplicar	2.756	3.122
Diferencias entre amortizaciones contables y fiscales	(1.623)	(1.214)
Provisiones por desmantelamiento de campos	404	543
Provisiones para el personal y otras	585	476
Otros impuestos diferidos	66	252
Total impuesto diferido	2.188	3.179
Provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾	(1.332)	(1.576)
Impuesto diferido neto y otros fiscales	856	1.603

⁽¹⁾ El movimiento de las provisiones por riesgos relacionados con el impuesto sobre beneficios es el siguiente: (i) dotaciones/aplicaciones con cargo a resultado 155 millones de euros; (ii) reclasificaciones/pagos 98 millones de euros; y (iii) diferencias de conversión y otros -9 millones de euros.

Los activos fiscales registrados correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 2.756 millones de euros, corresponden principalmente a:

País	Millones de Euros	Caducidad legal	Estimación recuperabilidad
España	1.674	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Estados Unidos	892	20 años	En su mayoría, en 10 años
Luxemburgo	125	Sin límite temporal	En menos de 10 años
México	26	10 años	En menos de 10 años
Colombia	37	Sin límite temporal	En menos de 10 años
Resto	2	-	-
Total	2.756		

A continuación, se desglosa el movimiento de impuestos diferidos:

Millones de euros	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	3.179	3.224
Ingreso (Gasto) cuenta de pérdidas y ganancias	(891)	58
Ingreso (Gasto) en Patrimonio Neto	(14)	—
Diferencias de conversión de saldos en moneda extranjera	52	(101)
Otros ⁽¹⁾	(138)	(2)
Saldo al cierre del ejercicio	2.188	3.179

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a impuestos diferidos de sociedades reclasificadas como mantenidas para la venta.

En 2021, tras la revisión efectuada por el Grupo para el test de deterioro de los activos, no se justifica la recuperabilidad de los activos por impuesto diferido en Canadá, por lo que el Grupo redujo los activos por impuesto diferido registrados en 175 millones de euros.

Adicionalmente, el Grupo ha minorado activos por impuestos diferidos registrados en España por importe de 141 millones de euros fundamentalmente 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 y, por tanto, la justificación de su recuperabilidad.

En 2020, por la revisión de los escenarios de precios definidos para el test de deterioro de los activos, el Grupo redujo los activos por impuesto diferido registrados en 236 millones de euros (no incluyen aquellos deterioros de los negocios conjuntos, ver Nota 21).

A continuación se desglosan los activos por impuestos diferidos netos no registrados al cierre del ejercicio 2021:

País	Millones de Euros	Caducidad legal
Luxemburgo	3.629	17 años / sin límite temporal
Canadá	814	20 años
Estados Unidos	637	20 años / sin límite temporal
España ⁽¹⁾	506	Sin límite temporal
Resto ⁽²⁾	111	
Total ⁽³⁾	5.697	

NOTA: El importe correspondiente a 2020 ascendía a 5.021 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 113 millones de euros al cierre de 2021 y 2020, respectivamente)

⁽²⁾ Corresponde a Australia (38 millones de euros), Países Bajos (12 millones de euros), Venezuela (11 millones de euros), Singapur (5 millones de euros), Reino Unido (5 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 1.391 millones de euros (Reino Unido 776 millones de euros, Venezuela 446 millones de euros, Trinidad y Tobago 166 millones de euros y España 3 millones de euros).

23.4) Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

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

Los ejercicios abiertos a inspección 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	2017 - 2021	México	2017 - 2021
Bolivia	2015 - 2021	Noruega	2019 - 2021
Canadá	2015 - 2021	Países Bajos	2020 - 2021
Colombia	2016 - 2021	Perú	2016 - 2021
Ecuador	2017 - 2021	Portugal	2018 - 2021
España	2017 - 2021	Reino Unido	2015 - 2021
Estados Unidos	2018 - 2021	Singapur	2016 - 2021
Indonesia	2017 - 2021	Trinidad y Tobago	2015 - 2021
Libia	2013 - 2021	Venezuela	2016 - 2021

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.

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 2021 el Grupo tiene registradas, 1.332 millones de euros correspondientes a posiciones fiscales inciertas por impuestos sobre beneficios (1.576 millones de euros a 31 de diciembre de 2020). Adicionalmente, tiene reconocidas otras

provisiones fiscales por importe de 215 millones de euros (101 millones de euros a 31 de diciembre de 2020) presentadas en la columna 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. 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 actas por varios impuestos (IRRF, CIDE y PIS/COFINS)³² 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. recibió actas 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 Repsol Sinopec Brasil es operador.

Los anteriores litigios se circunscriben actualmente al CIDE y al PIS/COFINS, al haberse acogido la compañía a un programa habilitado por la Ley 13.586/17 que permitió reducir la cuantía en litigio relativa al IRRF mediante la aplicación retroactiva de los porcentajes de determinación de precios (*split*) que recogía dicha Ley, desistiendo de los litigios en curso y sin que resultaran aplicables sanciones.

Todas estas actas se encuentran recurridas en vía administrativa o judicial (primera o segunda instancia), habiendo recaído una resolución favorable en segunda instancia. La Compañía considera que su actuación es conforme a Derecho y se ajusta a la práctica generalizada del sector.

Repsol Sinopec Brasil, S.A ha recibido en 2021 una propuesta de regularización en materia de precios de transferencia en relación con la metodología de cálculo de la remuneración por los servicios de fletamento prestados en 2016 por las plataformas de perforación y extracción titularidad de Agri BV y Guara BV. La Compañía ha presentado alegaciones por considerar que la metodología de cálculo de remuneración aplicada es correcta.

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 2020 concluyó con acuerdo y sin impactos relevantes para el Grupo, la inspección de operaciones internacionales de los ejercicios 2011, 2012 y 2013. Actualmente están siendo objeto de inspección las operaciones internacionales de los ejercicios 2015 y 2016 y el Impuesto sobre sociedades de 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 mantenidos 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 Concierto Económico con el País Vasco, la resolución de un procedimiento amistoso con EE. UU. y dos

³² 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.

resoluciones del Tribunal Económico-Administrativo Central; la Inspección dictó una nueva liquidación por los periodos 2007-2009 aplicando los criterios ya aceptados en ejercicios posteriores tanto por la Administración como por el contribuyente (está pendiente la liquidación relativa al período 2006). 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 ha dictado 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 ha preparado recurso de casación ante el Tribunal Supremo. Como consecuencia de todo lo anterior, ya 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 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 contra la resolución administrativa se ha interpuesto la correspondiente reclamación por entender la Compañía que su actuación ha sido ajustada 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. Este asunto se encuentra recurrido en vía administrativa.

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 tasa 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.

[24] Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	2021	2020
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	2.499	(3.289)
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(60)	(54)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.491	1.572
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,64	(2,13)

FLUJOS DE CAJA

[25] Flujos de efectivo

25.1] Flujos de efectivo de las actividades de explotación

Durante el 2021 el flujo de efectivo procedente de las actividades de explotación ha ascendido a 4.677 millones de euros frente a los 2.738 millones de euros de 2020. El incremento obedece fundamentalmente al aumento de ingresos por mayores precios de los hidrocarburos y mayor demanda de productos, en un contexto de mayor actividad por recuperación de la crisis internacional por COVID-19 (ver Nota 2.3). Estos mayores ingresos se han visto parcialmente compensados por el efecto del mayor coste de los inventarios (precio de las existencias en los negocios industriales).

La composición del epígrafe “Flujos de efectivo de las actividades de explotación” del estado de flujos de efectivo es:

	Notas	Millones de euros	
		2021	2020
Resultado antes de impuestos		4.329	(3.304)
Ajustes de resultado:		2.390	5.074
Amortización del inmovilizado	3, 11 y 12	2.004	2.207
Provisiones de explotación	10.3, 15 y 21	935	2.204
Resultado por enajenación de activos		(10)	(102)
Resultado financiero	22	(271)	141
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	13	(301)	609
Otros ajustes (netos)		33	15
Cambios en el capital corriente:		(1.107)	1.000
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar	18	(3.785)	985
Incremento/Decremento Inventarios	17	(1.340)	1.525
Incremento/Decremento Cuentas a pagar	19	4.018	(1.510)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(935)	(32)
Cobros de dividendos		281	183
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios ⁽¹⁾		(920)	100
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación ⁽²⁾		(296)	(315)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		4.677	2.738

⁽¹⁾ En 2021 los pagos netos por impuestos de beneficios se normalizan con los del ejercicio 2019 (975 millones de euros). En 2020 destacan los cobros por devolución por impuesto de sociedades en España y en Noruega. Para más información de la contribución fiscal del Grupo véase el apartado 6.7 del Informe de Gestión consolidado 2021 y en el Anexo V en apartado de “Fiscalidad responsable”.

⁽²⁾ Incluye principalmente los pagos por aplicación de provisiones (ver Nota 15).

25.2] Flujos de efectivo de las actividades de inversión

Durante el 2021 el flujo de efectivo procedente de las actividades de inversión ha supuesto una salida neta de -2.933 millones de euros.

Los “(pagos)/cobros por Inversiones en entidades del Grupo y asociadas”, ascienden a -269 millones de euros. Los pagos corresponden fundamentalmente a la adquisición del 40% de Hecate, la adquisición del 25% adicional en Saint John LNG, las adquisiciones y aportaciones para el desarrollo de proyectos renovables en EE.UU (100% del parque solar fotovoltaico Jicarilla 2) y en Chile (a través del negocio conjunto en Ibereólica), y la adquisición del 70% en Gana Energy. Los cobros corresponden fundamentalmente a las ventas completadas en el segmento de Exploración y Producción (destacando la venta de AROG.B.V. en Rusia) y a la devolución de capital de Repsol Sinopec Brasil S.A. En 2020 este epígrafe incluía fundamentalmente la devolución del impuesto (pago a cuenta del Impuesto sobre sociedades) atribuido a la desinversión en Naturgy en mayo de 2018 y a la compensación por la desinversión en Vietnam.

Los “(pagos)/cobros por inversiones en Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias”, -1.797 millones de euros) se encuentran en línea con los de 2020. Las menores inversiones en activos del segmento de Exploración y Producción, se compensan por las mayores inversiones en los negocios industriales y el esfuerzo inversor para el desarrollo proyectos de generación baja en carbono.

Los “(pagos)/cobros por Inversiones en otros activos financieros”, de -891 millones de euros se explican por la constitución/liquidación de depósitos en el periodo.

25.3] Flujos de efectivo de las actividades de financiación

Durante el 2021 el flujo de efectivo procedente de las actividades de financiación ha supuesto pagos netos de -529 millones de euros, 1.086 millones de euros menos que en 2020. Esta mejora se explica por las emisiones netas en 2021 de instrumentos de patrimonio (ver Nota 6) y deuda (ver Nota 7), la caja obtenida por la venta del 49% en el activo renovable (Delta I) y los menores pagos por intereses (menor coste de la deuda), a pesar de la mayor inversión en autocartera (programas de recompra de acciones) y los mayores desembolsos por dividendos (dividendo en efectivo de julio, frente al "Repsol Dividendo Flexible" en 2020).

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2021:

	Millones de euros					
	2020	2021				Saldo Final ⁽¹⁾
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros ⁽³⁾		
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)	553	(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. La variación se explica principalmente por la asignación de activos financieros de Repsol Sinopec Brasil, B.V. a sus socios (ver Nota 7.1 y 13) por importe de 2.794 millones de euros.

A continuación, se desglosa el movimiento de los pasivos derivados de las actividades de financiación en 2020:

	Millones de euros					
	2019	2020				Saldo Final ⁽¹⁾
	Saldo Inicial ⁽¹⁾	Flujos de efectivo	Flujos distintos de efectivo			
		Efecto tipo de cambio	Cambios en VR	Otros ⁽³⁾		
Deudas con entidades de crédito	2.245	(1.284)	(56)	—	32	937
Obligaciones y otros valores negociables	7.920	(116)	(32)	—	179	7.951
Derivados (pasivo)	118	(792)	27	979	12	344
Préstamos ⁽²⁾	3.915	10	(362)	—	117	3.680
Otros pasivos financieros	136	(35)	(9)	—	7	99
Pasivos por arrendamiento	3.133	(528)	(182)	—	568	2.991
Remuneraciones al accionista y bono perpetuo	1.137	540	—	—	362	2.039
Acciones y participaciones propias	(1.170)	(378)	—	—	1.386	(162)
Total pasivos actividades de financiación	17.434	(2.583)	(614)	979	2.663	17.879
Derivados (activo)	(110)	887	(191)	(827)	1	(240)
Otros cobros/pagos actividades de financiación	73	81	—	—	(154)	—
Total otros activos y pasivos	(37)	968	(191)	(827)	(153)	(240)
Total	17.397	(1.615)	(805)	152	2.510	17.639

⁽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.

⁽³⁾ Incluye principalmente la reducción de capital realizada en el ejercicio mediante la amortización de acciones propias por importe de 1.221 millones de euros (ver nota 6.2), el incremento de pasivos por alta de arrendamientos y el devengo de intereses y dividendos.

En suma, el Efectivo y equivalentes de efectivo ha aumentado en 1.274 millones de euros respecto a 31 de diciembre de 2020 hasta alcanzar los 5.595 millones de euros. El Efectivo y equivalentes de efectivo forman parte de la Liquidez el Grupo (ver Nota 10).

OTRA INFORMACION

[26] Compromisos y garantías

26.1] 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 21).

A 31 de diciembre de 2021, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo son los siguientes:

Millones de euros	2022	2023	2024	2025	2026	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	4.943	1.729	1.477	1.375	1.302	16.640	27.466
Gas natural ^{(1) (2)}	2.349	1.344	1.163	1.060	990	13.962	20.868
Crudo y otros ^{(2) (3)}	2.594	385	314	315	312	2.678	6.598
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	735	357	343	110	52	62	1.659
Prestación de servicios ⁽⁵⁾	388	263	190	146	147	174	1.308
Compromisos de transporte ⁽⁶⁾	170	162	105	81	66	264	848
TOTAL	6.236	2.511	2.115	1.712	1.567	17.140	31.281

⁽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⁾ Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	Unidad de medida	2022	2023	2024	2025	2026	Ejercicios posteriores	Total
Crudo	kbbbl	26.003	201	214	227	214	323	27.182
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	95	29	17	17	4	6	168
Gas natural licuado	Tbtu	116	162	165	166	166	2.185	2.960

⁽³⁾ Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y [con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento 2021) y con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2021)].

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en Portugal, España, Colombia, Noruega y Argelia, por importe de 462, 297, 285, 204 y 199 millones de euros, respectivamente.

⁽⁵⁾ Incluye principalmente compromisos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos por importe de 571 millones de euros y compromisos para desarrollos tecnológicos futuros por importe de 266 millones de euros.

⁽⁶⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos en Norteamérica y Perú por importe aproximado de 818 millones de euros.

26.2] 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 2021, 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 435 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 408 millones y 371 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 568 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 77 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.

[27] 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. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 diciembre 2021
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	3,094

Nota: datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2021 provenientes de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Investments II, S.A.U.

- b. 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 29.4).
- c. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 13).

A continuación, se detallan los ingresos, gastos, otras transacciones y saldos registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	2021				2020			
	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
GASTOS E INGRESOS								
Gastos financieros	—	—	16	16	—	—	92	92
Arrendamientos	2	—	—	2	2	—	—	2
Recepciones de servicios	19	—	55	74	22	—	36	58
Compra de bienes ⁽²⁾	3	—	1.092	1.095	—	—	738	738
Otros gastos ⁽³⁾	—	—	97	97	—	—	24	24
TOTAL GASTOS	24	—	1.260	1.284	24	—	890	914
Ingresos financieros	—	—	67	67	—	—	81	81
Prestación de servicios	—	—	4	4	—	—	2	2
Venta de bienes ⁽⁴⁾	16	—	453	469	44	—	221	265
Otros ingresos	—	—	254	254	1	—	131	132
TOTAL INGRESOS	16	—	778	794	45	—	435	480

Millones de euros	2021				2020			
	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
OTRAS TRANSACCIONES								
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) ⁽⁵⁾	—	—	463	463	—	—	457	457
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	—	—	338	338	—	—	872	872
Garantías y avales prestados ⁽⁶⁾	—	—	615	615	—	—	637	637
Garantías y avales recibidos	9	—	10	19	7	—	5	12
Compromisos adquiridos ⁽⁷⁾	2	—	57	59	56	—	90	146
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁸⁾	65	1	—	66	58	—	—	58
Otras operaciones ⁽⁹⁾	34	—	3.738	3.772	12	—	1.799	1.811

Millones de euros	2021				2020			
	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total	Accionistas significativos	Admres. y directivos ⁽¹⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo	Total
SALDOS A CIERRE DEL PERÍODO								
Clientes y Deudores comerciales	2	—	169	171	2	—	101	103
Préstamos y créditos concedidos	—	—	845	845	—	—	900	900
Otros derechos de cobro	—	—	92	92	—	—	82	82
TOTAL SALDOS DEUDORES	2	—	1.106	1.108	2	—	1.083	1.085
Proveedores y Acreedores comerciales	16	—	238	254	16	—	62	78
Préstamos y créditos recibidos ⁽¹⁰⁾	—	—	1.085	1.085	—	—	3.674	3.674
Otras obligaciones de pago ⁽¹¹⁾	—	—	—	—	28	—	—	28
TOTAL SALDOS ACREEDORES	16	—	1.323	1.339	44	—	3.736	3.780

- ⁽¹⁾ Incluye aquellas transacciones realizadas con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 29 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 2021 la columna "Personas, sociedades o entidades del Grupo" incluye, fundamentalmente, compras de productos a Repsol Sinopec Brasil (RSB) y a BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe de 753 y 127 millones de euros, respectivamente (509 y 85 millones de euros en 2020).
- ⁽³⁾ Incluye principalmente suministros y dotaciones por riesgos de crédito de cuentas a cobrar e instrumentos financieros (ver Nota 10.3 y 21.3).
- ⁽⁴⁾ En 2020 la columna "Accionistas significativos" incluía las ventas de crudo al grupo Temasek. En 2021 y 2020 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 2021 de 279 y 152 millones de euros y en 2020 de 154 y 57 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 26).
- ⁽⁸⁾ En 2021, los importes consignados como dividendos y otros beneficios incluyen 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 2021, 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 2021 y 2020 "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⁾ La variación se explica principalmente por la asignación de activos financieros de Repsol Sinopec Brasil, B.V. a sus socios (ver Nota 13).
- ⁽¹¹⁾ En 2020 "Accionistas significativos" incluye los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en 2021. En 2021 no incluye el importe correspondiente a los dividendos en efectivo a pagar en enero 2022.

[28] Obligaciones con el personal

28.1] Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes 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 47 y 52 millones de euros en 2021 y 2020, 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 2021 y 2020 ha ascendido a 16 y 12 millones de euros, respectivamente.

28.2] 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 2021 y 2020 ha sido de 10 y 5 millones de euros, respectivamente, y las provisiones reconocidas en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2021 y 2020 a 80 y 81 millones de euros, respectivamente (ver Nota 15).

28.3] 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 2018-2021, 2019-2022, 2020-2023 y 2021-2024. El Programa 2017-2020 se ha cerrado y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en 2021.

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.

Los planes 2018-2021 y 2019-2022 no implican 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 2018-2021 se abonará al Consejero Delegado en una proporción de 70% en efectivo y 30% en acciones, de forma que percibirá 773.088 euros en metálico y 13.184 acciones de la Sociedad equivalentes a 146.174 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 y 2021-2024 se diferencian de los Programas anteriores 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 21 y 9 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente, siendo la obligación pendiente de desembolso acumulada a 31 de diciembre de 49 y 52 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente.

28.4] 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:

	No participaciones	Inversión Inicial total (no de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Noveno ciclo (2019-2022) ⁽¹⁾	201	246.508	14,4101	82.168
Décimo ciclo (2020-2023) ⁽²⁾	238	340.537	8,4935	113.512
Undécimo ciclo (2021-2024) ⁽³⁾	180	200.997	11,0414	66.999

⁽¹⁾ Incluye 14.330 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2015-2018. 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 14.743 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2016-2019.

⁽³⁾ Incluye 19.337 acciones entregadas al Consejero Delegado como pago parcial del Programa de Incentivo a Largo Plazo 2017-2020.

Las acciones adquiridas en el undécimo ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo, incluyendo al Consejero Delegado, han sido 99.517 acciones.

En atención a este Plan, a 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 0,95 millones de euros.

Adicionalmente, con fecha 31 de mayo de 2021 se ha cumplido el periodo de consolidación del octavo ciclo del Plan (2018-2021). Como consecuencia de ello, 136 beneficiarios consolidaron derechos a la entrega de un total de 40.887 acciones (30.174 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 20.232 acciones (14.028 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 2021 el Grupo ha adquirido 1.032.481 acciones (1.502.421 acciones en 2020) de Repsol, S.A. por importe de 11 millones de euros (12 millones de euros en 2020) 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 2021 un total de 8.211 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 miembros del Comité Ejecutivo adquirieron en 2020 en el Plan TU REPSOL un total de 1.848 acciones que, conforme a los términos previstos en el Plan, darán derecho a percibir un total de 924 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.

[29] Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y personal directivo

29.1] 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 2021 por su pertenencia al Consejo de Administración y con cargo a la mencionada asignación estatutaria han ascendido a 6,884 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)								
Consejo de Administración	Consejo	C. Delegada	Consejero Independiente Coordinador	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	Total
Antonio Brufau Niubó ⁽¹⁾	(1)	(1)	—	—	—	—	—	2.500.000
Josu Jon Imaz San Miguel	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
Arantza Estefanía Larrañaga	176.594	—	—	—	18.395	3.679	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	176.594	—	—	88.297	22.074	22.074	—	309.039
Ignacio Martín San Vicente	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
María Teresa Ballester Fornés ⁽²⁾	44.149	—	—	22.074	—	5.519	—	71.742
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
Rene Dahan ⁽³⁾	161.878	161.878	—	—	—	—	—	323.756
José Manuel Loureda Mantiñán ⁽⁴⁾	132.446	—	—	—	—	16.556	33.111	182.113
Mariano Marzo Carpio	176.594	—	22.074	—	22.074	22.074	44.149	286.965
Isabel Torremocha Ferrezuelo	176.594	—	—	88.297	—	—	44.149	309.040
Emiliano López Achurra ⁽⁵⁾	14.716	—	—	—	1.840	—	3.679	20.235
Aurora Catá ⁽⁶⁾	132.446	—	—	66.223	16.556	16.556	—	231.781
J. Robinson West	176.594	176.594	—	—	—	—	—	353.188
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 2021 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⁾ El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015, consistentes 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 0,273 millones de euros.

⁽²⁾ El mandato de la Sra. Ballester como Consejera finalizó con fecha 26 de marzo de 2021.

⁽³⁾ El Sr. Dahan causó baja como Consejero y miembro de la Comisión Delegada por fallecimiento el 21 de noviembre de 2021.

⁽⁴⁾ El Sr. Loureda renunció a su cargo como Consejero y miembro de las Comisiones de Retribuciones y Sostenibilidad con anterioridad a la reunión de fecha 27 de octubre de 2021.

⁽⁵⁾ El Sr. López aceptó su cargo como Consejero de la Sociedad y miembro de sus Comisiones de Nombramientos y de Sostenibilidad tras la reunión del 24 de noviembre de 2021.

⁽⁶⁾ La Sra. Catá fue nombrada Consejera y vocal de las Comisiones de Auditoría y Control, Nombramientos y Retribuciones con fecha 26 de marzo de 2021.

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 2021, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

<i>Millones de euros</i>	D. Josu Jon Imaz San Miguel
Remuneración monetaria fija	1,200
Remuneración variable y en especie ⁽¹⁾	2,432

⁽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 octavo ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, según se detalla en el apartado 28.4.

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 2021 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 0,08 millones de euros, de acuerdo al siguiente detalle:

	<i>Millones de euros</i>
Emiliano López Achurra	0,08

d) Por aportaciones a planes de pensiones, premio de permanencia y planes de previsión.

El coste incurrido en el ejercicio 2021 por las aportaciones a planes de pensiones y a planes de previsión del Consejero Delegado en el Grupo asciende a:

	<i>Millones de euros</i>
Josu Jon Imaz San Miguel	0,254

e) Plan de Compra de acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo

El 31 de mayo de 2021 se cumplió el periodo de consolidación del octavo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo (ver Nota 28.4). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 10.525 acciones brutas, valoradas a un precio de 11,35 euros por acción.

29.2] Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2021, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

29.3] Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2021, 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 2019-2022, 2020-2023 y 2021-2024 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 28.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2021 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.

29.4] Retribuciones del personal directivo

a) Alcance

Repsol considera "*personal directivo*" a los miembros del Comité Ejecutivo. Durante 2021, un total de 10 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 2021 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 2021, la retribución devengada responde al siguiente detalle:

	<i>Millones de euros</i>
Sueldo	5,579
Dietas	0,054
Remuneración Variable ⁽¹⁾	4,965
Remuneraciones en Especie ⁽²⁾	0,524
Plan de previsión de directivos	1,152

⁽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 9.707 acciones brutas adicionales correspondientes al octavo ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, con un valor de 11,35 euros por acción, equivalente a 110.193 euros brutos. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver Nota 28), junto con las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez, que han ascendido a 0,155 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2021, Repsol, S.A. tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,381 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio de 2,1% durante el presente ejercicio.

29.5] 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 2021, ningún miembro del personal directivo de la compañía ha percibido indemnización alguna por extinción del contrato y pacto de no concurrencia.

29.6] Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2021, 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 2019-2022, 2020-2023 y 2021-2024 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Incentivo a Largo Plazo, descrito en la Nota 28.3.

29.7] Seguro de responsabilidad civil

Durante el ejercicio 2021, 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 29.4 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 4,5 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

[30] Información sobre cambio climático y medioambiente

De acuerdo con su compromiso explícito con la transparencia, Repsol elabora su información sobre cambio climático siguiendo las recomendaciones del *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD)³³, a las que está adherido de manera voluntaria. A continuación se informa de los principales aspectos relacionados con el cambio climático que se desarrollan en detalle en el apartado 6.1 del Informe de Gestión consolidado 2021:

- Estrategia: Repsol ha hecho 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 y Glasgow y con los objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas que pretenden limitar el calentamiento del planeta a 1,5°C respecto a los niveles preindustriales.

La reducción del Indicador de Intensidad de Carbono (IIC) medido en gCO₂e/MJ³⁴ es la métrica utilizada por la Compañía para el seguimiento y fijación de objetivos intermedios de descarbonización hacia la neutralidad de emisiones de la compañía en 2050. Desde el anuncio de la primera senda de descarbonización en diciembre de 2019, Repsol la ha revisado al alza en dos ocasiones (la última en octubre de 2021), de modo que los objetivos intermedios de reducción del IIC son: 15% en 2025, 28% en 2030 y 55% en 2040.

El periodo 2021-2030, la reducción del IIC del 28% responde a los planes concretos establecidos para cada uno de los negocios de la Compañía, y se alcanza mediante la aplicación de una amplia combinación de tecnologías y soluciones: (i) reducción de emisiones en los negocios tradicionales, mediante medidas de eficiencia y optimización del portafolio, (ii) transformación industrial (biocombustibles avanzados, el biogás de residuos orgánicos, el hidrógeno renovable, combustibles sintéticos, economía circular...), (iii) generación eléctrica renovable y (iv) captura y almacenamiento de CO₂.

³³ 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-tcf.org>.

³⁴ 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 (Más información en www.repsol.com).

En el periodo, 2031-2050, dada la incertidumbre sobre las condiciones macro del entorno, la evolución de las tecnologías y la regulación, se consideran distintos escenarios en los que distintas palancas de descarbonización adquieren mayor relevancia en la cesta energética futura, y en todos ellos la evolución de los negocios permite alcanzar el objetivo de cero emisiones netas (100% de reducción del IIC) en 2050 en condiciones tecnológica y económicamente viables aprovechando oportunidades de transformación de los negocios tradicionales y de crecimiento en las nuevas energías.

- *Riesgos y oportunidades:* La metodología de identificación de riesgos climáticos se ajusta a la utilizada en el Sistema de Gestión Integrado de Riesgos, con un horizonte temporal de cinco años, para poder extender su alcance hasta 2050 y alinearla con el compromiso de cero emisiones netas:
 - En el horizonte 2030, la probabilidad de sufrir impactos negativos significativos por la transición energética es baja; con una probabilidad muy alta existirán oportunidades (eficiencia energética, generación eléctrica renovable, biocombustibles avanzados, hidrógeno renovable, economía circular a medio y largo plazo la captura y almacenamiento de carbono) que contrarrestarán los eventuales impactos de la transición energética.
 - En 2040 y 2050, la exposición a los riesgos climáticos es creciente, dado que es mayor la incertidumbre asociada a los factores de riesgo y la escala en que se podrán aprovechar las oportunidades. No obstante, el compromiso de ser una compañía de cero emisiones netas en 2050 y el análisis de su respuesta a distintos escenarios de transición energética mitiga estos riesgos.

Los principales riesgos, que pueden convertirse en oportunidades a través de medidas de mitigación, son:

- i. Cambios en la cesta de fuentes de energía primaria hacia otras con menor intensidad de carbono, que impliquen la reducción del uso de hidrocarburos.
- ii. Cambios en los usos finales de la energía que conlleven una reducción de la demanda de los productos comercializados, ya sean fruto de la dinámica natural de los mercados o inducidos por la regulación.
- iii. Cambios regulatorios que afecten a las operaciones y/o a futuras inversiones.
- iv. Adopción ineficiente o tardía de nuevas prácticas, procesos o tecnologías novedosas o poco maduras.
- v. Cambios que promuevan la eficiencia en la utilización de los recursos naturales incluyendo la reducción, reutilización y reciclado de productos no energéticos.
- vi. Potencial dificultad o limitación del Grupo para captar fondos para cumplir con sus obligaciones o para el desarrollo de sus actividades.
- vii. Deterioro de la reputación de la compañía y/o de la industria.
- viii. Avances tecnológicos o innovación relacionados con nuevos procesos o métodos de producción que puedan suponer alteraciones significativas en las operaciones de los negocios del Grupo.

Una de las principales conclusiones del análisis de riesgos climáticos es que Repsol está más expuesto a los riesgos transicionales que a los físicos. No obstante, se implantan medidas que permitan reducir la exposición a ambos. Los riesgos físicos son aquellos fenómenos climatológicos adversos a los que Repsol está expuesto (huracanes, inundaciones, cambios en el régimen pluviométrico o de temperaturas, etc.), capaces de desencadenar impactos sobre sus actividades.

- *Métricas y objetivos:* En 2021 se ha logrado una reducción del 5% del IIC con respecto al año base (2016). Este valor se ha mantenido con respecto al año anterior, aun experimentando una recuperación de actividad de los negocios industriales, debido a la implementación de planes de eficiencia energética, la gestión de las emisiones de metano en activos operados de E&P y el crecimiento de la capacidad renovable instalada, tanto a nivel nacional como internacional.

Para asegurar la neutralidad en 2050, se ha asumido un nuevo objetivo de reducir las emisiones absolutas netas Scope 1+2+3 que componen el numerador del IIC un 30% en 2030 respecto al año base de 2016. En 2021 se ha alcanzado una reducción del 22%. En 2021 las emisiones se han visto reducidas por una baja actividad, especialmente en el negocio de E&P y por unas menores emisiones del Scope 3.

Adicionalmente, Repsol establece planes de reducción de emisiones de CO₂ equivalente para reducir la intensidad energética y de carbono a través de la eficiencia en sus operaciones. En el marco del Plan vigente para el periodo

2021-2025, con el objetivo de conseguir una reducción adicional de 1,5 Mt CO₂ en 2025, en 2021 se ha conseguido una reducción de 0,56 Mt CO₂e, lo que en términos energéticos supone una reducción de 9 millones de GJ.

Se ha anunciado un nuevo objetivo de reducir alcanzar una intensidad de las emisiones de metano de 0,20% en los activos operados en 2025 con respecto al 2017, valor reconocido como estándar de la excelencia operativa para el sector de petróleo y gas por organismos internacionales como UNEP, y que coincide con el compromiso recientemente anunciado por la Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), de la que Repsol forma parte. En 2021 el valor de intensidad ha alcanzado 0,77% (1,34% en 2017).

También se ha establecido un objetivo de reducción de las emisiones de CO₂ equivalentes derivadas de la quema rutinaria de gas de antorcha de un 50% en 2025, referido a los activos operados de E&P y cuya línea base se estableció en 2018. Durante 2021, las emisiones de flaring rutinario se han visto reducidas respecto al año 2020 (en torno a un 40%), motivado fundamentalmente por la baja actividad, lo que en su conjunto ha supuesto un descenso del 5% respecto al año base (2018).

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero de los últimos seis años han sido:

Mt CO ₂ e (CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O)	2021	2020	2019	2018	2017	2016
Emisiones <i>scope 1</i> ⁽¹⁾	19,4	22,4	24,7	22,0	23,0	24,9
Emisiones <i>scope 2</i> ⁽²⁾	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5
Emisiones <i>scope 3</i> ⁽³⁾	157	157	189	194	193	183

⁽¹⁾ *Scope 1* (emisiones directas derivadas de la actividad de la Compañía).

⁽²⁾ *Scope 2* (emisiones indirectas asociadas a la compra a terceros de energía eléctrica y vapor).

⁽³⁾ *Scope 3* (emisiones indirectas asociadas al uso de productos vendidos y a la producción de las materias primas crudo e hidrogeno).

- Gobernanza: Toda la organización, negocios y áreas corporativas, y los empleados están involucrados en la consecución de los objetivos de cambio climático. El Consejo de Administración aprueba la estrategia de descarbonización y la política en materia de cambio climático, y trimestralmente realiza el seguimiento del cumplimiento de los objetivos incluidos en el Plan Estratégico, analizando, entre otros, los indicadores relacionados con la Sostenibilidad y la Transición Energética. Sus comisiones de Sostenibilidad, Auditoría y Control y Retribuciones tienen también un papel relevante en el despliegue de la estrategia y política definida por el Consejo.

El Comité Ejecutivo (CE) es el órgano con responsabilidad directa en la gestión de los asuntos relacionados con el cambio climático, las decisiones estratégicas y las líneas de acción. El CE aprueba el Plan Estratégico, los objetivos estratégicos plurianuales y los objetivos anuales de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

El CE, junto con la Comisión de Sostenibilidad y la Comisión de Auditoría y Control del consejo, supervisa en reuniones trimestrales la información sobre la ejecución de la estrategia de cambio climático, así como la gestión y evolución del cumplimiento del IIC.

Los objetivos de Compañía de cambio climático repercuten de forma directa en la retribución variable de todos los empleados.

En el marco de sus compromisos con la descarbonización y transición energética, y considerando los riesgos y oportunidades asociados que se describen en esta Nota, Repsol revisa las principales hipótesis para la evaluación tanto de las futuras inversiones como de los activos existentes. En particular, se han revisado al alza las expectativas a corto plazo de precios futuros de crudo y gas, y en el corto y largo plazo los costes por emisiones de CO₂, configurando un escenario alineado con los objetivos climáticos del Acuerdo de París y los de desarrollo sostenible de Naciones Unidas (ver Nota 21).

30.1] Derechos de emisión de CO2

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, contra un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO2 correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

No se amortizan, estando sujetos a análisis de deterioro de valor en función de su valor recuperable (calculado teniendo en cuenta el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros ECX-*European Climate Exchange*).

Por las emisiones de CO2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea "Otros gastos de explotación" de la cuenta de pérdidas y ganancias reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO2 emitidas por encima de los derechos gratuitos, 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* (ver Nota 17).

En relación a la estimación del precio de los derechos de emisión de CO2 para el cálculo del valor recuperable de los activos, véase las Notas 3 y 21.

En Europa, ha comenzado la fase IV de la Directiva *EU Emissions Trading System* (EU-ETS) que abarca el periodo 2021-2030. Esta fase tiene en cuenta el objetivo de reducción de emisiones de CO2 del 55% a 2030 respecto a 1990, alineado con la ambición a 2050 establecida en el *European Green Deal* de cero emisiones netas. Para cumplir con estos objetivos, los sectores afectados por el EU-ETS deben reducir sus emisiones un 61% respecto a 2005. Para aumentar la velocidad de reducción, el número global de derechos de emisión disminuirá a un ritmo anual del 2,2% a partir de 2021, y a futuro se prevé una reducción del 4,2% para alcanzar el objetivo establecido para 2030.

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO2 (ver Nota 15) en los ejercicios 2021 y 2020 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	281	325
Dotaciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	479	281
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(291)	(325)
Saldo al cierre del ejercicio	469	281

⁽¹⁾ Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO2.

⁽²⁾ Corresponde en 2021 y 2020, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2020 y 2019, respectivamente (ver Nota 11).

Durante los ejercicios 2021 y 2020, las sociedades del Grupo han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 7,6 millones de toneladas de CO2, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 260 y 189 millones de euros, respectivamente (ver Nota 17).

El gasto neto por CO2, ha ascendido a 220 millones de euros en 2021 y a 96 millones de euros en 2020, correspondientes principalmente a las emisiones de CO2 emitidas por los complejos industriales en España no cubiertas por los derechos de emisión gratuitos.

30.2] Inversión, gastos y provisiones medioambientales³⁵

Las inversiones medioambientales en 2021³⁶ han ascendido a 97 millones de euros (47 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 suelos. En 2021 destacan de manera singular en Química la sustitución de la turbina de *Raw Gas* de Puertollano que mejora la eficiencia energética y el lanzamiento 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 y modernización del compresor de gases de una unidad de platformado y el aprovechamiento de calor de humos en hornos, 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.

³⁵ 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).

³⁶ 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, 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.

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 apartado anterior), han ascendido a 76 y 79 millones de euros en 2021 y 2020, respectivamente. En 2021 destacan las actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 19 millones de euros en las instalaciones industriales (28 millones de euros en 2020); la gestión del agua por importe de 17 millones de euros (16 millones de euros en 2020) y la gestión de los residuos por importe de 16 millones de euros (13 millones de euros en 2020).

Las provisiones por actuaciones medioambientales³⁷ a 31 de diciembre de 2021 asciende a 84 millones de euros sin que se hayan registrado dotaciones significativas durante el ejercicio. Adicionalmente, el Grupo tiene registradas provisiones por desmantelamiento de campos de sus activos de exploración y producción de hidrocarburos y de sus activos de generación renovable (ver 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.

[31] Otra información

31.1] Plantilla³⁸

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2021 asciende a 23.900, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (16.759), Norteamérica (1.151), Sudamérica (3.781), Europa, África y Brasil (1.719) y Asia y Rusia (490). La plantilla media en el ejercicio 2021 ha ascendido a 23.931 empleados (24.183 empleados en 2020).

A continuación se desglosa la plantilla³⁹ total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2021 y 2020:

	2021		2020	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	184	46	196	46
Jefes Técnicos	1.540	733	1.631	766
Técnicos	6.681	3.612	6.738	3.626
Operarios y subalternos	6.419	4.685	6.314	4.476
Total	14.824	9.076	14.879	8.914

El Grupo Repsol cuenta a 31 diciembre de 2021 con un total de 475 trabajadores con discapacidad (1,99% de la plantilla).

En España en 2021, de acuerdo con el cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,29% de la plantilla, siendo 408 empleados por contratación directa.

31.2] 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:

Millones de euros	Auditor principal	
	2021	2020
Servicios de auditoría	6,0	6,3
Otros servicios distintos ⁽¹⁾	1,4	1,4
Total⁽²⁾	7,4	7,7

⁽¹⁾ Durante ninguno de los ejercicios se han prestado servicios fiscales.

⁽²⁾ Los honorarios aprobados en 2021 de PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L (excluyendo las sociedades de su red) por Servicios de auditoría y otros servicios distintos ascienden a 4,3 millones de euros y a 1,2 millones de euros, respectivamente.

³⁷ Repsol provisiona los importes necesarios para prevenir y reparar los efectos causados sobre el medioambiente, cuya estimación se realiza en 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.

³⁸ Para más información sobre la plantilla y las políticas de gestión de los empleados véase el apartado 6.5 de Informe de Gestión consolidado 2021.

³⁹ 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.

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, incluye 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.

31.3] 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, 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.

[32] Hechos posteriores

- En enero de 2022 Repsol ha completado las ventas de Malasia (PM3 CAA, Kinabalu y PM305/314), Ecuador (bloques 16 y 67) y Rusia (bloque Karabashky), sin impactos significativos en los estados financieros del Grupo.
- El 15 de enero de 2022 se produjo un derrame de petróleo en las instalaciones de la Terminal Multiboyas N° 2 de la Refinería de la Pampilla mientras se efectuaba una descarga de crudo desde el buque Mare Doricum. El derrame ha generado impacto en poblaciones y entorno naturales, así como en especies marinas de las costas peruanas. Una vez analizada la información técnica disponible, se estima que la cantidad de petróleo derramado es de aproximadamente 10.396 barriles que está siendo recuperado mediante intensivas labores de limpieza del mar y de las playas afectadas. Repsol ratifica su compromiso de continuar mitigando y remediando los efectos del derrame, así como a trabajar con las autoridades, las comunidades afectadas y a responder de la manera más efectiva ante la ciudadanía con total transparencia. Con la información disponible a la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales, Repsol no espera impactos significativos en los estados financieros del Grupo.
- Mediante autos de 29 de julio y 20 de septiembre de 2021, dictados en la Pieza Separada 21 relativa a la contratación de Cenyt, SA, (“Cenyt”), el Juzgado Central de Instrucción número 6 de la Audiencia Nacional declaró, respectivamente el sobreseimiento provisional y archivo de las actuaciones respecto a Repsol, S.A. (“Repsol” o “la Compañía”) y su Presidente, así como el sobreseimiento provisional y archivo de la pieza de investigación respecto del Consejero Secretario y dos ex-directivos. Ambas resoluciones fueron recurridas en apelación.

Con fecha 7 de febrero de 2022, la Sala ha resuelto respecto del primero de los autos, dejando sin efecto el sobreseimiento acordado, considerando que deben practicarse diligencias adicionales de investigación.

Repsol tiene la convicción de que dichas diligencias adicionales corroborarán las conclusiones a las que llegó el Juzgado Central de Instrucción núm. 6 en julio y septiembre de 2021 como consecuencia de la exhaustiva instrucción llevada a cabo.

La Compañía reafirma la absoluta corrección de sus actuaciones y que no ha existido conducta ilícita alguna o contraria al Código de Ética y Conducta de la empresa por parte de ningún consejero, directivo o empleado, actuales o pasados, reiterando su compromiso de plena colaboración con la Justicia y su confianza en la labor de los Juzgados y Tribunales españoles.

ANEXO I: Estructura societaria del Grupo
ANEXO IA: Sociedades que configuran el Grupo a 31 de diciembre de 2021

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	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	108	289
8441251 Canada, Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	15
8787352 Canada, Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	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.)	10,00	6,00	—	—
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	—	—
ASB Geo, Llc.	Repsol Exploración, S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,01	50,01	—	—
BP Trinidad & Tobago, Llc. ⁽¹⁵⁾	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	30,00	—	—
BPRY Caribbean Ventures, Llc. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración, S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	30,00	239	2.756
Cardón IV, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	(188)	4
Edwards Gas Services, Llc.	Repsol Oil & Gas USA, LLC	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	83	117
Equion Energía, Ltd. ⁽¹⁴⁾	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	655	—
Fortuna International (Barbados), Inc. ⁽¹²⁾	Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	43	68
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Exploración, S.A.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	172	161
Fortuna Resources (Sunda), Ltd. ⁽⁹⁾	Talisman UK (South East Sumatra), Ltd.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	27	—
Guará, B.V. ⁽¹⁵⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	2	—
JSC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	67,43	67,43	(51)	—
Lapa Oil & Gas, B.V. ⁽¹⁵⁾	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	2	—
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	42	89
Paladin Resources, Ltd.	FEHI Holding, S.a.r.l. ⁽⁶⁰⁾	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	29	296
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	(148)	548
Petroquiriqué, S.A. - Empresa Mixta ⁽¹⁴⁾	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	(1.250)	230
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	169	1.498
Repsol Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	—
Repsol Angostura, Ltd. ⁽⁶⁾	Repsol Exploración, S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	38
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol Upstream Inversiones, S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	328	14
Repsol Bulgaria Khan Kubrat, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	14	—
Repsol Canada Energy Partnership	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	438	1.350
Repsol Colombia Oil & Gas Limited	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	541	784
Repsol Corridor, S.A.	Fortuna International (Barbados), Inc.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	193	41
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	74	3
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	640	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	1.540	1.671
Repsol E&P USA, Llc.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.876	2.902
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	98,36	100,00	85	6
Repsol Exploração Brasil, Ltda.	Repsol, S.A.	Brasil	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	949	900

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Exploración 405A, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	195	—
Repsol Exploración Aitolokarnania, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	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	387	5
Repsol Exploración Aru, S.L	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	—
Repsol Exploración Atlas, S.A. ^(5a)	Repsol E&P Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(24)	2
Repsol Exploración Gharb, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	—
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	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	31	—
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	25	—
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	15	—
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26	131
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	179	253
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Upstream Inversiones, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(169)	9
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Upstream Inversiones, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	410	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	6	—
Repsol Exploración South Sakakemang, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Exploración Tanfit, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	8	3
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	—
Repsol Exploración West Papúa IV, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	—
Repsol Exploración, S.A.	Repsol, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6.943	27
Repsol Finance Brasil B.V. ⁽⁵⁾	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Brasil	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2	4
Repsol Greece Ionian, S.L.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	3	—
Repsol Groundbirch Partnership	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	229
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	343	210
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración, S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	222	—
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	Ecuador	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	99,02	99,94	48	—
Repsol Offshore E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	11	29
Repsol Oil & Gas Australasia Pty, Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	—	67
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26	144
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. ⁽¹⁰⁾	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5.361	6.653
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	313	—
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	7.159	1.900
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3), Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(33)	10
Repsol Oil & Gas Malaysia, Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	58	—
Repsol Oil & Gas RTS Sdn, Bhd.	Repsol Exploración, S.A.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	18
Repsol Oil & Gas USA, LLC.	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.028	1.787
Repsol Oil & Gas Vietnam 07/03 Pty Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	—
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	69	—
Repsol Perpetual Norge, A.S.	Talisman Perpetual (Norway), Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	1

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Sakakemang, B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	120	—
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	44	39
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	—
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Upstream B.V.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	2.178	1.986
Repsol Sinopec Brasil, B.V. ^{(15) (29)}	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Brasil	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	22	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	1.155	4.358
Repsol Transgasindo S.à r.l.	Fortuna International (Barbados), Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(52)	26
Repsol U.K., Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	16
Repsol Upstream B.V. ⁽¹⁸⁾	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	2.312	1
Repsol Upstream Inversiones, S.A. ⁽¹⁹⁾	Repsol Upstream B.V.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.758	—
Repsol USA Holdings LLC ⁽²²⁾	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc. ⁽²³⁾	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.743	4.776
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	130	708
Sierrac Energy Arauca, LLC	Repsol International Finance, B.V.	Colombia	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	127	93
Talisman (Asia), Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(135)	5
Talisman (Block K 39), B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(2)	—
Talisman (Jambi Merang), Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	71
Talisman (Sageri), Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Indonesia	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	(85)	—
Talisman (Sumatra), Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—
Talisman (Vietnam 133 & 134), Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	1	32
Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.121	1.883
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. ⁽³⁰⁾	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	34	—
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	36	—
Talisman Vietnam 07/03, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	39	—
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	16	—
Talisman Vietnam 135-136, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	79	—
Talisman Vietnam 146-147, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	7	—
Talisman Vietnam, Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Vietnam	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	—
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	—	9
Transworld Petroleum (U.K.) Ltd.	Repsol Sinopec North Sea, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	—	—
Triad Oil Manitoba, Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	5	—
Vung May 156 - 159 Vietnam, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	—	—
YPFB Andina, S.A. ⁽¹⁴⁾	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48,33	48,33	661	156
YPFB Transierra, S.A. ⁽¹⁵⁾	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	44,50	21,51	213	71

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. (1)	%		Millones de Euros	
					Part. Control (2)	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
INDUSTRIAL								
Alba Emission Free Energy, S.A. (5)	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de descarbonización	I.G.	100,00	85,98	—	—
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	36	9
Cogeneración Gequisa, S.A. (13)	General Química, S.A.U.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	19,50	7	2
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Prestación de servicios marítimos	I.G.	100,00	99,21	7	—
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.)	99,99	50,00	18	20
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.)	99,99	50,00	95	28
Dynasol Elastómeros, S.A.U. (13)	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	94	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	222	181
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	222	42
Dynasol, Llc. (13)	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	17	11
Energía Distribuida del Norte, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo	I.G.	100,00	85,98	—	—
General Química, S.A.U. (13)	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(N.C.)	100,00	50,00	49	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	(4)	30,00	29,99	250	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.	99,99	50,00	91	49
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.)	50,00	25,00	20	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.)	50,00	25,00	12	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	1.633	121
Petronor Innovación, S.L.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de investigación	I.G.	100,00	85,98	1	—
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	19	17
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú, B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	99,20	99,20	554	656
Relkia Distribuidora de Electricidad, S.L	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución de energía eléctrica	I.G.	100,00	99,97	11	—
Repsol Canadá, Ltd.	Repsol Exploración, S.A.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	(5)	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.	100,00	92,42	87	74
Repsol Energy North América Corporation	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(239)	623
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.	100,00	92,42	3	—
Repsol Hidrógeno, S.A.(5)	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Producción, almacenamiento, consumo y transformación de hidrógeno	I.G.	100,00	100,00	2	—
Repsol Industrial Transformation, S.L (16)	Repsol, S.A.	España	Sociedad de Cartera	I.G.	100,00	100,00	6.576	—
Repsol LNG Holding, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L (26)	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	2
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Customer Centric, S.L.U.(25)	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	97,79	1	3
Repsol Perú, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	406	342
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	1.152	218
Repsol Polímeros, Unipessoal, Lda.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	276	62
Repsol Química, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1.179	60
Repsol St. John LNG, S.L	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector (11)	I.G.	100,00	100,00	—	—
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	10	9

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021					
				Método de conso. (1)	%		Millones de Euros		
					Part. Control (2)	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)	
Repsol Trading Singapore Pte, Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(69)	—	
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings LLC	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	107	279	
Repsol Trading, S.A.	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	369	—	
Saint John LNG Development Company Ltd.	Repsol Saint John LNG, S.L.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá (11)	I.G.	100,00	100,00	—	3	
Saint John LNG Limited Partnership (33)	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	—	
COMERCIAL Y RENOVABLES									
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	—	—	
Air Miles España, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	26,67	25,86	13	—	
Alectoris Energía Sostenible 1, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	59	—	
Alectoris Energía Sostenible 3, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	53	—	
Ampere Power Energy, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación y venta de acumuladores de energía	P.E.	6,64	6,64	21	1	
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	4	—	
Arco Energía 1, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Arco Energía 2, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Arco Energía 3, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Arco Energía 4, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Arco Energía 5, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Arteche y García, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	97,71	—	—	
Autoservicio Sargento, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Instalación y explotación de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,89	1	—	
Bardahl de México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	39,12	147	—	
Begas Motor, S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación, transformación y venta de vehículos a motor, fabricación de equipos eléctricos, piezas y accesorios.	P.E.	18,91	18,91	5	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	13	13	
Benzirep - Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	97,71	4	—	
Boalar Energías, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto solar	I.G.	100,00	100,00	(1)	—	
Caiageste - Gestão de Areas de Serviço, Ltda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50,00	50,00	—	—	
Camps Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	97,71	88	8	
Carburants i Derivats, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,45	2	—	
CI Repsol Aviación Colombia, S.A.S.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Colombia	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	97,79	—	—	
Combustibles Sureños, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	50,00	48,89	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.	95,00	92,83	3	1	
Desarrollo Eólico Las Majas VII, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	50,99	50,99	51	—	
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	3	—	
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Desarrollos Eólicos El Saladar, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	50,00	48,80	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	83,06	83,06	—	—
Ecoplanta Molecular Recycling Solutions, SL ⁽⁵⁾	Repsol Industrial Transformation, S.L	España	Promoción, diseño, construcción y explotación de instalaciones de reciclaje molecular.	P.E.	39,00	39,00	12	4
Ekiola Construcción, M&O, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Generación de energía eléctrica, por fuentes renovables o convencionales	P.E.	49,00	47,92	—	—
Ekiola Energía Comercializadora, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Comercialización de energía eléctrica, por fuentes renovables o convencionales.	P.E.	51,00	49,87	—	—
Ekiola Promoción, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Promoción administrativa de plantas de producción de electricidad a partir de fuentes renovables.	P.E.	49,00	47,92	(1)	—
Endomexicana Renta y Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	P.E.(N.C.)	40,00	39,12	1	—
Energías Renovables de Cilene, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Energías Renovables de Dione, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Energías Renovables de Gladiateur 18, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Energías Renovables de Hidra, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Energías Renovables de Kore, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—
Energías Renovables de Lisitea, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—
Energías Renovables de Polux, S.L.U,	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Energy Express, S.L.	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	92,66	—	—
Eólica del Taltal, SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	15,00	15,00	10	11
ERNC LOA, SpA	Repsol Iberéolica Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	50,00	50,00	32	—
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.)	50,00	48,89	2	—
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	96,00	93,80	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.)	50,00	48,80	—	—
Ezzing Renewable Energies S.L.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	P.E.	24,32	24,32	12	—
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	9	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa V, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	47	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa VI, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	18	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XI, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	48	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XII, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	48	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	—	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Gaolania Servicios, S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Comercialización de energía eléctrica	P.E.	70,00	68,45	14	—
Generación Eólica El Vedado, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	51,00	51,00	22	—
Generación y Suministro de Energía, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Gestao e Administraçao de Postos de Abastecimiento Unipessoal, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	97,79	8	2
Gestión Activa de Pedidos S.L. ⁽⁵⁾	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Actividades de programación informática	I.G.	100,00	96,70	—	—
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.)	50,00	48,80	37	39
Gutsa Servicios, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,89	1	—
Hecate Energy Group, LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos fotovoltaicos y de baterías para el almacenamiento de energía	P.E.	40,00	40,00	405	108
Hispanica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	4	—
Iberen Renovables, S.A.	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	12	4
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50,00	48,89	1	4
Jicarilla Solar 2 LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables Development Holdings Corp	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	—	—
Jicarilla Solar 2 Bond Purchaser LLC ⁽⁵⁾	Jicarilla Solar 2 LLC	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	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.	100,00	97,60	3	1
LGA Logística Global de Aviação, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.	20,00	19,56	—	1
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.	12,52	12,52	18	2
Natural Power Development, S.L.U	Repsol Renovables, S.L.U	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	1	—
Nudo Manzanares 220 KV, A.I.E.	Tramperase, S.L.	España	Red de evacuación de la electricidad	P.E.	27,60	27,60	19	—
OGCI Climate Investments LLP	Repsol Energy Ventures, S.A.	Reino Unido	Desarrollo de tecnología	P.E.	9,09	9,09	271	359
Palmira Market, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Supermercados y tiendas	P.E.(N.C.)	50,00	48,89	1	—
Parque Eólico Antofagasta, SpA	Eólica del Taltal, SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	100,00	15,00	70	—
Parque Eólico Atacama SPA	Repsol Iberélica Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	100,00	50,00	49	—
PE Cabo Leones III SpA	Repsol Iberélica Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	100,00	50,00	65	7
Perseo Biotechnology S.L.U.	Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	P.E.	24,99	24,99	6	7
PT Pacific Lubritama Indonesia	United Oil Company Pte Ltd	Indonesia	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	95,00	37,16	22	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.	100,00	97,79	11	1
Renovacyl, S.A.	Iberen Renovables, S.A.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	4	1
Repsol Butano, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	97,79	1.017	59
Repsol Chile SpA	Repsol Renovables, S.L.U	Chile	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	17.897	49
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,79	97,60	3.559	335
Repsol Comercializadora de Electricidad y Gas, S.L.U.	Repsol Customer Centric, S.L.U.	España	Comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	97,79	435	1
Repsol Customer Centric, S.L.U	Repsol, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	97,79	97,79	3.187	—
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	97,79	3	2
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	97,71	(4)	—
Repsol Downstream Internacional, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U. ⁽²⁵⁾	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	97,79	580	—
Repsol Downstream México, S.A. de C.V	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Producción y distribución de lubricantes	I.G.	100,00	97,79	46	108
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	25	2
Repsol Gas Portugal, Unipessoal, Lda.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	97,79	131	3
Repsol Generación de Ciclos Combinados, S.L.U. ⁽⁵⁾	Repsol S.A. ⁽³¹⁾	España	Generación y comercialización de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	9	8

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021					
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros		
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾	
Repsol Generación Eléctrica, S.A.	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁰⁾	España	Generación de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	889	468	
Repsol Iberoética Renovables Chile SpA	Repsol Chile, SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	50,00	50,00	98	163	
Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	Repsol Customer Centric, S.L.U. ⁽²⁵⁾	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	97,79	816	5	
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participações, Ltda.	Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽²⁴⁾	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	3	6	
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.)	50,00	48,89	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.)	50,00	48,89	39	1	
Repsol Marketing France, S.A.S.U.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Francia	Comercialización de productos petrolíferos.	I.G.	100,00	97,79	—	—	
Repsol Maroc, S.A. ⁽⁶⁾	Repsol Butano, S.A.	Marruecos	Comercialización de GLP ⁽¹¹⁾	P.E.	99,96	99,96	—	1	
Repsol Portuguesa, Lda.	Repsol Downstream Internacional, S.A. ⁽²⁷⁾	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	97,79	373	118	
Repsol Renewables Development Company LLC ⁽⁵⁾	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Renewables Development Holdings Corp ⁽⁵⁾	Repsol Renewables North America, Inc	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	—	—	
Repsol Renewables North America, Inc ⁽⁵⁾	Repsol Renovables, S.L.U.	Estados Unidos	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	143	—	
Repsol Renovables, S.L.U.	Repsol, S.A. ⁽²⁸⁾	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	1.309	200	
Repsol Services México, S.A. de C.V.	Repsol Downstream Internacional, S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	97,79	10	8	
Repsol Servicios Renovables, S.A. ⁽¹⁷⁾	Repsol Renovables, S.L.U. ⁽²⁰⁾	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	6	2	
Rocsole OY	Repsol Energy Ventures, S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	15,34	15,34	12	—	
Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación, S.L	Repsol Lubrificantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación	P.E.(N.C.)	50,00	49,98	9	4	
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Ltda.	Repsol Portuguesa, Lda	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	—	—	
Societat Catalana de Petrolis, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	92,77	1	6	
Solar Antofagasta SpA	Repsol Iberoética Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	50,00	50,00	78	—	
Solar Elena SpA	Repsol Iberoética Renovables Chile SpA	Chile	Proyecto eólico	P.E.	50,00	50,00	82	—	
Solar Fotovoltaica Villena, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	1	—	
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	97,79	1	1	
Solred, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	97,60	55	26	
Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Proyecto eólico	I.G.	100,00	100,00	2	—	
Sorbwater Technology A.S	Repsol Energy Ventures, S.A.	Noruega	Gestión de agua y tecnología de tratamiento de agua en E&P	P.E.	30,78	30,78	(1)	—	
Terminales Canarias, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	50,00	48,80	22	20	
Tramperase, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	19	—	
United Oil Company Pte Ltd	Repsol Downstream Internacional, S.A.	Singapur	Producción y distribución de lubricantes	P.E.	40,00	39,12	90	9	
Valdesolar Hive, S.L.	Repsol Renovables, S.L.U.	España	Desarrollo de proyecto fotovoltaico	I.G.	100,00	100,00	43	—	
WIB Advance Mobility, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Alquiler de vehículos compartidos en ciudad.	P.E.(N.C.)	50,00	48,80	5	—	
Windplus, S.A.	Repsol Renovables, S.L.U.	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	13,63	13,63	—	2	
CORPORACIÓN									
Albatros, S.A.R.L.	Repsol, S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	5.207	—	
FEHI Holding, S.a.r.l.	Repsol Exploración, S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.988	197	
Gaviota RE, S.A. ⁽⁷⁾	Albatros, S.À.R.L.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros	I.G.	100,00	100,00	455	1	
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros ⁽¹¹⁾	I.G.	100,00	100,00	2	32	
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	—	
Repsol Europe Finance S.A.R.L. ⁽²¹⁾	Albatros, S.À.R.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	5.895	4.096	

Nombre	Matriz	País	Objeto social	Diciembre 2021				
				Método de conso. ⁽¹⁾	%		Millones de Euros	
					Part. Control ⁽²⁾	Part. Total Grupo	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Finance Brasil S.A.R.L. ⁽⁵⁾	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	992	—
Repsol Gestión de Divisa, S.L.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	457	—
Repsol International Finance, B.V.	Repsol, S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.908	301
Repsol Technology and Ventures, S.L.U.	Repsol, S.A.	España	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	26	—
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol, S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	177	—
SUN2HY, S.L. ⁽⁵⁾	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	1	—
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	376	68
Talisman International Holdings, B.V.	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	250	646

⁽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 IC) 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 2021 (ver Anexo Ib).

⁽⁶⁾ Sociedad en proceso de liquidación.

⁽⁷⁾ Esta sociedad posee participación minoritaria en la sociedad Oil Insurance, Ltd (5,30%), 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 Groundbitch 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 2020.

⁽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 Exploración Caribe, S.L. El cambio tuvo lugar en febrero 2021.

⁽¹⁷⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Repsol Suroriente Ecuador, S.A. El cambio tuvo lugar en febrero 2021.

⁽¹⁸⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Repsol Exploración 17, B.V. El cambio tuvo lugar en febrero 2021.

⁽¹⁹⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Repsol Exploración Jamaica, S.A. El cambio tuvo lugar en febrero 2021.

⁽²⁰⁾ La matriz de estas sociedades ha pasado a ser Repsol Renovables S.L.U.

⁽²¹⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente TE Holding, S.a.r.l.. El cambio tuvo lugar en marzo 2021.

⁽²²⁾ Esta Sociedad se denominaba anteriormente Repsol USA Holdings Corporation. El cambio tuvo lugar en abril 2021.

⁽²³⁾ La matriz de esta sociedad ha pasado a ser Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc. El cambio tuvo lugar en abril 2021.

⁽²⁴⁾ La matriz de esta sociedad ha pasado a ser Repsol Downstream Internacional, S.A. Inc. El cambio tuvo lugar en abril 2021.

⁽²⁵⁾ La matriz de estas sociedades ha pasado a ser Repsol Customer Centric, S.L.U.

⁽²⁶⁾ La matriz de esta sociedad ha pasado a ser Repsol Industrial Transformation S.L.U.. El cambio tuvo lugar en julio 2021.

⁽²⁷⁾ Repsol S.A. a transferido 70% a Repsol Downstream Internacional S.A (RDI), quedando RDI con el 100% de la participación. El cambio tuvo lugar en septiembre 2021.

⁽²⁸⁾ La matriz de esta sociedad ha pasado a ser Repsol S.A. El cambio tuvo lugar en septiembre 2021.

⁽²⁹⁾ El valor patrimonial se incluye conjuntamente con Repsol Sinopec Brasil, S.A. (ver Nota 13).

⁽³⁰⁾ La matriz de estas sociedades ha pasado a ser FEHI Holding S.a.r.l. El cambio tuvo lugar en noviembre 2021.

⁽³¹⁾ La matriz de esta sociedad ha pasado a ser Repsol S.A. El cambio tuvo lugar en diciembre 2021.

⁽³²⁾ La sociedad ha trasladado su domicilio social a Bolivia en noviembre 2021.

⁽³³⁾ Esta sociedad ha cambiado su denominación de Canaport LNG Limited Partnership a Saint John LNG Limited Partnership en Diciembre 2021.

ANEXO IB: Principales variaciones del perímetro de consolidación

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	2021		
					Método de consolidación (1)	% 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 %	39,0%
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 %	0,00 %
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."

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020

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	2020		
					Método de consolidación ⁽¹⁾	% derechos de voto adquiridos	% derechos de voto totales tras la adquisición ⁽²⁾
LGA – Logística Global de Aviação, LDA.	Portugal	Repsol Portuguesa, S.A	Adquisición	Enero 2020	P.E	20,00 %	20,00 %
Aragonesa de Infraestructuras Energéticas Renovables, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Boalar Energías, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollos Eólicos El Saladar, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas VIII, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XIV, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XV, S.L.	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XXVII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Desarrollo Eólico Las Majas XXXI, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Cilene, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Gladiateur 18, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Hidra, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Kore, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XIV, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XVIII, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Fuerzas Energéticas del Sur de Europa XX, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Generación y Suministro de Energía, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Hispanica de Desarrollos Energéticos Sostenibles, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Natural Power Development, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Soluciones Tecnológicas de Energías Verdes, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Febrero 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Finboot Ltd.	Reino Unido	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento part	Marzo 2020	P.E.	0,07 %	8,41 %
Klikin Deals Spain, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	Abril 2020	P.E.	0,73 %	70,73 %
Energía Distribuida del Norte, S.A.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Constitución	Abril 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Rocsole OY	Finlandia	Repsol Energy Ventures S.A.	Aumento part	Mayo 2020	P.E.	1,43 %	13,93 %
Energías Renovables de Dione, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Junio 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Lisitea, S.L.U	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Junio 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Energías Renovables de Polux, S.L.U,	España	Repsol Renovables, S.L.U	Adquisición	Junio 2020	I.G.	100,00 %	100,00 %
Repsol Ibereólica Renovables Chile SpA	Chile	Repsol Chile, S.A.	Adquisición	Octubre 2020	P.E.	50,00 %	50,00 %
Eólica del Tatal SpA	Chile	Repsol Chile, S.A.	Adquisición	Octubre 2020	P.E.	15,00 %	15,00 %
Klikin Deals Spain, S.L.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento part	Diciembre 2020	I.G.	29,27 %	100,00 %
Perseo Biotechnology S.L.U.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Adquisición	Diciembre 2020	P.E.	24,99 %	24,99 %

⁽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⁾	2020	
						% derechos de voto enajenados o dados de baja	% derechos de voto totales tras la enajenación
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Foreland Oil, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Rift Oil, Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Australia	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Niugini Pty, Ltd.	Australia	Talisman International Holdings, B.V.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Alpha Pty, Ltd.	Australia	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Beta, Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Oil & Gas Niugini, Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %
Rift Oil, Ltd.	Reino Unido	Talisman International Holdings, B.V.	Enajenación	Enero 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Febrero 2020	P.E.	0,58 %	70,20 %
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Abril 2020	P.E.	1,00 %	69,20 %
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Liquidación	Abril 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %
Repsol Exploration Australia Pty, Ltd.	Australia	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Abril 2020	I.G.	100,00 %	0,00 %
Nanogap Sub n-m Powder S.A.	España	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Mayo 2020	P.E.	0,10 %	12,52%
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Mayo 2020	P.E.	4,49 %	16,08 %
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Mayo 2020	I.G.	100,00 %	— %
Talisman (Block K 9) B.V.	Países Bajos	Talisman Global Holdings, B.V.	Liquidación	Junio 2020	I.G.	100,00 %	— %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Junio 2020	P.E.	4,23 %	23,70 %
Gas Natural West África S.L.	España	Repsol LNG Holding, S.A.	Liquidación	Julio 2020	P.E.	60,00 %	— %
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Julio 2020	I.G.	100,00 %	— %
Begas Motor, S.L.	España	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	Julio 2020	P.E.	4,81 %	18,89 %
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures S.A.	Disminución part	Septiembre 2020	P.E.	0,18 %	15,90 %
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Renovables, S.L.U	Disminución part	Octubre 2020	P.E.	5,77 %	13,63 %
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Octubre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Octubre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Corridor B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Talisman Banyumas B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Talisman (Algeria), B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	I.G.	100,00 %	— %
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power, Inc.	Enajenación	Diciembre 2020	P.E.	20,57 %	— %
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power, Inc.	Enajenación	Diciembre 2020	P.E.	20,57 %	— %
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures S.A.	Enajenación	Diciembre 2020	P.E.	15,90 %	— %
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Disminución part	Diciembre 2020	P.E.	0,90 %	69,20 %
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Repsol Exploración S.A.	Liquidación	Diciembre 2020	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."

ANEXO IC: Operaciones conjuntas del Grupo a 31 de diciembre de 2021

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)⁴⁰:

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Argelia			
El Merk (EMK) Field Unit Agt	9,10%	Groupement Berkine	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Menzel Ledjmet Sud-Est /405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud Field / 404,405,406a	1,92%	Organisation Ourhoud	Desarrollo/Producción
Reggane Nord	29,25%	Groupement Reggane	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
Iñiguazu	37,50%	Repsol	Exploración
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	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	40,00%	Repsol	Exploración
C-M-823	40,00%	Repsol	Exploración
C-M-825	60,00%	Repsol	Exploración
C-M-845	40,00%	Chevron	Exploración
S-M-764	40,00%	Chevron	Exploración
S-M-766	40,00%	Chevron	Exploración
Canadá ⁽²⁾			
Chauvin Alberta	62,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	90,36%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	78,04%	Repsol	Desarrollo/Producción

⁴⁰ 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
Groundbirch No Montney Rights	35,19%	Otros	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	56,05%	Repsol	Exploración
Misc. British Columbia	75,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	87,02%	Repsol	Exploración
Northwest Territories	4,24%	Otros	Exploración
Nunavut	1,91%	Otros	Exploración
Wild River Region	54,79%	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%	Repsol	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/Producción
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
Ecuador			
Block 16	35,00%	Repsol	Contrato de Servicios
Tivacuno	35,00%	Repsol	Contrato de Servicios
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⁾			
<u>Alaska</u>			
North Slope Horseshoe project (49 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Pikka	49,00%	Oil Search	Exploración
Placer Unit	49,00%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 37,24% (40 bloques)	37,24%	Oil Search	Exploración
North Slope Exploration 49% (82 bloques)	49,00%	Oil Search	Exploración
<u>Golfo de México</u>			
Alaminos Canyon Blacktip project (3 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon Blacktip North project (3 bloques)	10,51%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon Bobcat project (2 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Alaminos Canyon Lucille project (3 bloques)	8,50%	Shell	Exploración
Garden Banks Blacktail project (4 bloques)	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon - Shenzi (6 bloques)	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Keathley Canyon Leon (4 bloques)	50,00%	Llog	Exploración
Keathley Canyon Buckskin (7 bloques)	22,50%	Llog	Desarrollo/Producción
Keathley Canyon Moccasin North	50,00%	Llog	Exploración
Keathley Canyon Moccasin	30,00%	Llog	Exploración
Keathley Canyon Noel (2 bloques)	50,00%	Llog	Exploración
Keathley Canyon Buckshot (2 bloques)	50,00%	Llog	Exploración
Walker Ridge Monument project (11 bloques)	20,00%	Equinor	Exploración

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Eagle Ford			
Eagle Ford Texas	81,60%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus			
Marcellus New York (*) Exploración Unconventional	99,71%	Repsol	Exploración
Marcellus New York	86,10%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus Pennsylvania	82,84%	Repsol	Desarrollo/Producción
Grecia			
Ionian Block	50,00%	Repsol	Exploración
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
Malasia			
PM-03 CAA	35,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-305	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM-314	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
2012 Kinabalu Oil Fields	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
México			
Bloque 10	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 11	60,00%	Repsol	Exploración
Bloque 14	50,00%	Repsol	Exploración
Bloque 29	30,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
PL 019 G	61,00%	Aker BP	Desarrollo/Producción
PL 019B	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	Exploración
PL 316	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 316B	55,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PL 976	30,00%	Lundin	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			
P534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
PLo89 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c_f1*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
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
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
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
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 (14/19s- 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
P256 (30/16s)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
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
P307 (13/29a Ross)	35,28%	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)_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 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	30,60%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	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 UUOA interests)	35,28%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
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
P255 (30/14 Flyndre Area)	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
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
P250 (14/19a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	33,02%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	36,55%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % ⁽¹⁾	Operador	Actividad
P324 (15/23a)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P593 (20/05c)	51,00%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Desarrollo/Producción
P983 (13/23b)	25,50%	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Exploración
P225 (16/27a- Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
P225 (16/27a- Contract Area 3 Andrew Field Area)	5,03%	BP	Desarrollo/Producción
Rusia			
Karabashkiy 1	50,00%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 2	50,00%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 3	50,00%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 9	50,00%	Eurotek Yugra	Exploración
Kileyskiy	50,00%	Eurotek Yugra	Exploración
Sverdlovsky 4	50,00%	Eurotek Yugra	Exploración
Karabashkiy 10	50,01%	ASB Geo	Exploración
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%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV Oeste	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
Vietnam			
Bloque 133 & 134	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 46-CN	70,00%	Repsol	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

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

⁽²⁾ Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de Operación Conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

ANEXO II Otra información de detalle

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 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:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
A VR con cambios en resultados	647	111	301	404	7	—	955	515
A VR con cambios en otro resultado global	96	2	132	80	66	—	294	82
TOTAL	743	113	433	484	73	—	1.249	597

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

Millones de euros	2021
Saldo al inicio del ejercicio	—
Ingresos y gastos reconocidos en P&G	(7)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	(66)
Saldo al cierre del ejercicio	(73)

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.

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:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
A VR con cambios en resultados	567	129	496	263	56	37	1.119	429
A VR con cambios en otro resultado global	294	19	2	107	134	86	430	212
TOTAL	861	148	498	370	190	123	1.549	641

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

Millones de euros	2021
Saldo al inicio del ejercicio	123
Ingresos y gastos reconocidos en P&G	(12)
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	48
Reclasificaciones y otros	31
Saldo al cierre del ejercicio	190

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 2021 y 2020 no se han producido traspasos entre niveles de jerarquía en los instrumentos financieros.

Reforma del tipo de interés

Repsol está revisando los contratos alcanzados de acuerdo al calendario previsto para la reforma, afectando principalmente a préstamos y líneas de crédito.

En relación a las relaciones de cobertura referenciadas a los tipos de interés alcanzados por la reforma, de acuerdo a la "Reforma de la tasa de interés de referencia - Modificaciones a la NIIF 9, NIIF 7 y NIC 39 (Fase 1)" se considera que los flujos de efectivo del instrumento de cobertura y el elemento cubierto no se alterarán como resultado de dicha reforma. Respecto a la "Reforma de la tasa de interés de referencia – Modificaciones a la NIIF 9, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 (Fase 2)", cualquier cambio contractual directamente relacionado con el cambio en el tipo de interés de referencia de un activo o un pasivo financiero, es registrada como si de un cambio en los tipos de interés de mercado de un instrumento financiero a tipo variable se tratase, sin haberse producido a la fecha ningún efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

Adicionalmente, el Grupo está dando seguimiento a las novedades regulatorias y de mercado de cara a una transición ordenada. En este sentido, 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 (USD LIBOR), y en todo caso se incluyen cláusulas específicas que regulan los supuestos de cese permanente. En relación a los contratos previamente existentes, que continúan vigentes después de 31 de diciembre de 2021, se está realizando la transición a las nuevas tasas.

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 2021 en los que el tipo es un elemento principal del contrato:

Millones de euros	31/12/2021 Importe /Nocional
Activos Financieros (excluyendo derivados) ⁽¹⁾:	
USD LIBOR	1.144
Pasivos Financieros (excluyendo derivados) ⁽²⁾:	
USD LIBOR	1.814
Derivados ⁽³⁾:	
USD LIBOR	474

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.

⁽³⁾ Corresponde al contrato de permutas financieras de tipo de interés relacionada con la financiación de la inversión en el proyecto de Saint John LNG (Canadá) (ver Nota 9.1).

ANEXO III: Información por segmentos y conciliación con Estados Financieros NIIF-UE⁴¹**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 2021 y 2020, es la siguiente:

Millones de euros												
AJUSTES												
Resultados	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Resultado de explotación	4.372 ⁽¹⁾	1.135	(541) ⁽¹⁾	682	(1.173)	(3.017)	1.099	(1.354)	(615)	(3.689)	3.757	(2.554)
Resultado financiero	(315)	(238)	137	60	449	37	—	—	586	97	271	(141)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	(3)	6	314	(618)	(10)	3	—	—	304	(615)	301	(609)
Resultado antes de impuestos	4.054	903	(90)	124	(734)	(2.977)	1.099	(1.354)	275	(4.207)	4.329	(3.304)
Impuesto sobre beneficios	(1.590)	(299)	90	(124)	(22)	63	(279)	344	(211)	283	(1.801)	(16)
Resultado consolidado del ejercicio	2.464	604	—	—	(756)	(2.914)	820	(1.010)	64	(3.924)	2.528	(3.320)
Resultado atribuido a minoritarios	(10)	(4)	—	—	4	3	(23)	32	(19)	35	(29)	31
Resultado atribuido a la sociedad dominante	2.454	600	—	—	(752)	(2.911)	797	(978)	45	(3.889)	2.499	(3.289)

⁽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												
Segmentos	Ingresos de las actividades ordinarias ^(b)		Resultados de las operaciones		Dotación a la amortización del inmovilizado ^(a)		Ingresos / (gastos) por deterioros		Rdo. entidades valoradas por método participación		Impuesto sobre beneficios	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Exploración y Producción	6.809	4.228	3.027	351	(1.319)	(1.668)	(1.028)	(3.189)	9	10	(1.348)	(167)
Industrial	39.956	25.384	792	369	(824)	(812)	11	128	3	—	(197)	(74)
Comercial y Renovables	21.891	16.489	761	650	(353)	(333)	5	(17)	(12)	1	(188)	(157)
Corporación	(16.526)	(11.138)	(208)	(235)	(66)	(67)	(24)	(3)	(3)	(5)	143	99
Magnitudes Ajustadas⁽¹⁾	52.130	34.963	4.372	1.135	(2.562)	(2.880)	(1.036)	(3.081)	(3)	6	(1.590)	(299)
Ajustes:												
Exploración y Producción	(1.800)	(1.265)	(1.330)	(2.431)	536	651	373	922	268	(630)	330	380
Industrial	(374)	(242)	877	(1.210)	12	12	—	—	31	12	(441)	179
Comercial y Renovables	(211)	(174)	72	(53)	10	10	—	—	5	1	(38)	26
Corporación	—	—	(234)	5	—	—	—	—	—	2	(62)	(302)
MAGNITUDES NIIF-UE	49.745	33.282	3.757	(2.554)	(2.004)	(2.207)	(663)	(2.159)	301	(609)	(1.801)	(16)

⁽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 21.

⁽³⁾ Corresponde a la suma de los epígrafes de “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” (ver Nota 20.1). Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

Millones de euros						
Segmentos	Clientes		Intersegmento		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Exploración y Producción	4.924	3.047	1.885	1.181	6.809	4.228
Industrial	25.502	15.556	14.454	9.828	39.956	25.384
Comercial y Renovables	21.703	16.359	188	130	21.891	16.489
Corporación	1	1	2	—	3	1
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	—	—	(16.529)	(11.139)	(16.529)	(11.139)
TOTAL	52.130	34.963	—	—	52.130	34.963

⁴¹ 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 2021.

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Exploración y Producción	16.746	16.248	1.223	948	12.348	12.608	146	184
Industrial	8.674	8.552	859	565	11.163	9.755	9	6
Comercial y Renovables	4.727	4.252	829	739	4.451	4.061	376	67
Corporación	608	623	83	56	594	893	39	22
MAGNITUDES AJUSTADAS⁽¹⁾	30.755	29.675	2.994	2.308	28.556	27.317	570	279
Ajustes								
Exploración y Producción	(4.653)	(4.828)	(493)	(230)	(127)	2.446	2.591	5.264
Industrial	(168)	(151)	(33)	(14)	(22)	1	234	202
Comercial y Renovables	(117)	(120)	19	(46)	4	15	159	152
Corporación	—	—	—	—	—	—	—	—
MAGNITUDES NIIF-UE	25.817	24.576	2.487	2.018	28.411	29.779	3.554	5.897

⁽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 2021 y 2020 es la siguiente:

	A 31 Diciembre					
	Flujo de caja libre		Reclasif. negocios conjuntos y otros		Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (flujo de caja de las operaciones)	5.453	3.197	(776)	(459)	4.677	2.738
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(2.614)	(1.218)	(319)	1.440	(2.933)	222
Flujo de caja libre (I+II)	2.839	1.979	(1.095)	981	1.744	2.960

Deuda neta

La conciliación entre la deuda neta y el Balance de Situación NIIF-UE a 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Millones de euros	Deuda Neta		Reclasificación Negocios Conjuntos		Balance NIIF-UE	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Activo no corriente						
Instrumentos financieros no corrientes ⁽¹⁾		431		702		1.133
Activo corriente						
Otros activos financieros corrientes		2.459		(8)		2.451
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes		5.906		(311)		5.595
Pasivo no corriente						
Pasivos financieros no corrientes ⁽²⁾		(10.810)		625		(10.185)
Pasivo corriente						
Pasivos financieros corrientes ⁽²⁾		(3.748)		(863)		(4.611)
DEUDA NETA^{(3) (4)}		(5.762)		145		(5.617)

⁽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 3.045 y 636 millones de euros respectivamente según el modelo de Reporting y 2.429 y 499 millones de euros respectivamente según balance NIIF-UE.

⁽³⁾ En 2020 incluía el ajuste por la eliminación del valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio, que por su escasa representatividad el Grupo ha decidido dejar de considerar a partir de 2021.

⁽⁴⁾ Las reconciliaciones de períodos anteriores de esta magnitud están disponibles en www.repsol.com.

ANEXO IV: Marco regulatorio

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

Legislación básica

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos ("LSH"), modificada por distintas disposiciones ulteriores.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente.

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, opera la devolución a la CNMC de las competencias que se le retiraron en el año 2014 adecuando así 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 a los sectores eléctrico y gasista, al de los hidrocarburos líquidos, incluyendo aquellas sociedades que desarrollen actividades de refinación, 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.

Existencias mínimas de seguridad

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).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce 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, bien a 61 días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

GLP

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 de 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases comercializados y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas 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 e insulares, 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.

Mediante sentencias de 28 de noviembre de 2019 el Tribunal Supremo ha desestimado sendos recursos contencioso-administrativos formulados por Repsol Butano y Disa Gas contra la Orden IET/389/2015 de 5 de marzo e indirectamente contra los artículos 57 y 58 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, aplicados por la Orden recurrida. Dicho marco normativo excluye de la liberalización operada por la citada Ley 18/2014 los envases de GLP con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kg; establece una obligación de suministro domiciliario a los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los ámbitos territoriales determinados y, finalmente, mantiene el precio regulado de los envases de tara inferior a 9kg para los operadores con obligación de suministro domiciliario que no dispongan de envases con tara superior a la citada, en el correspondiente ámbito territorial. Dicho marco 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.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que 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 desplegarán 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.

No obstante lo anterior, para el año de gas 2020 – 2021, la CNMC se reservó la facultad de actualizar el precio del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes, considerando el resultado de la aplicación de las metodologías previstas en su Circular 6/2020 y con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos del sistema. Al respecto, la CNMC aprobó su Resolución de 22 de septiembre de 2020, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021.

Por su parte, el Real Decreto 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, todavía se encuentra en fase de tramitación.

El 10 de diciembre de 2020, la CNMC aprobó la resolución por la que se establecía 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.

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.

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, ahora, 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 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:

- 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 energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, así como la excedentaria vertida en la red de transporte y distribución, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

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 semiperíodo regulatorio que se iniciaba el 1 de enero de 2017.

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.

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 basa 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 359/2017, de 31 de marzo, estableció una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, y la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, reguló el procedimiento de asignación del régimen retributivo

específico. Por su parte, y para el año 2016 convocatorias solo para biomasa y eólica mediante los Real Decreto 947/2015 y Orden IET/2212/2015; y la 2ª subasta de 2017 mediante el Real Decreto 650/2017 y Orden ETU/615/2017), similar a la 1ª de ese año y abierta a todas las tecnologías.

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, encomienda al Gobierno el desarrollo reglamentario de un 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 a 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.

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 a siete años. Introduce también una moratoria de nuevos permisos de acceso, con excepciones, en tanto no se apruebe el marco reglamentario de acceso y conexión, de manera que, hasta que el Gobierno y la CNMC desarrollen el artículo 33 de la Ley 24/2013, no se admitirán las nuevas solicitudes sobre la capacidad de acceso existente a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley o la que pueda liberarse posteriormente como consecuencia de caducidades, renuncias u otras circunstancias sobrevenidas. De igual manera, la norma faculta a los titulares de permisos de acceso, o acceso y conexión, obtenidos entre el 27 de diciembre de 2013 y el 25 de junio de 2020, o bien solicitados antes del 25 de junio de 2020 para que renuncien a sus permisos o solicitud en el plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de este Real Decreto-ley, procediéndose a la devolución de las garantías económicas presentadas.

Por último, el Real Decreto-ley de 23 de junio 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.

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 nuevas 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 que correspondan y los costes de comercialización que correspondan. Además, en este Real Decreto se prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año. 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, el Real Decreto-ley 7/2016 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 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 período de cobertura sea superior a un año.

En particular, el Real Decreto-ley 30/2020, de 29 de septiembre, ha ampliado la consideración de consumidor vulnerable en vivienda habitual y, por ende, la posibilidad de percibir el bono social a consumidores que se encuentren en situación de desempleo, en ERTE o que, siendo empresarios, hayan reducido su jornada por motivo de cuidados o sufran circunstancias similares que supongan la pérdida sustancial de ingresos. El Real Decreto-ley 23/2021 ha incrementado los descuentos del bono social eléctrico hasta el primer trimestre de 2022.

c. Déficit de tarifa

En términos de ingresos, el sistema eléctrico no ha sido autosuficiente, hasta el año 2014, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. El año 2014, fue el primer año con superávit en el sistema eléctrico tras más de una década en la que se acumularon importantes déficits, gracias a la reforma integral acometida para poner fin a la aparición de déficit de tarifa y permitir el equilibrio económico-financiero del sistema, apoyándose fundamentalmente en las siguientes normas:

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética que introduce el IVPEE, el comúnmente denominado céntimo verde, el canon hidroeléctrico, etc...
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 Julio establece una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Además, contempla otras medidas destinadas a reequilibrar el balance entre

ingresos y costes del sistema eléctrico, como la imposición de la financiación del bono social a las empresas verticalmente integradas o la reducción del incentivo a la inversión a cambio de duplicar el tiempo restante para la percepción de este incentivo. Con posterioridad se traspasó la obligación a las empresas comercializadoras (o sus matrices empresariales), obligación actualmente vigente.

- La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, incorpora el principio rector de sostenibilidad económica y financiera, por el que cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.
- El Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos en los ejercicios posteriores a 2013.

A partir de 2014, cualquier desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema eléctrico que resulte de las liquidaciones de cierre en un ejercicio y que resulte en un déficit de ingresos así como las desviaciones transitorias entre los ingresos y costes en las liquidaciones mensuales a cuenta de la de cierre de cada ejercicio que pudieran aparecer, serán financiados por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. En caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen esos límites.

Por lo que a los peajes se refiere, la CNMC aprobó la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Dicha Circular fue posteriormente modificada por la Circular 7/2020, de 22 de julio, de la CNMC, a efectos de ampliar el periodo transitorio hasta el 1 de abril de 2021. En cambio, el Real Decreto de cargos de electricidad permanece aún en tramitación.

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, han 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, -sin que estos últimos tengan la consideración de sujetos obligados conforme a la Directiva- una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

Las sucesivas órdenes IET/ETU por las que se establecen las obligaciones de aportación al FNEE vienen siendo recurridas por las distintas empresas alcanzadas por las obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional, entre ellas las afectadas del Grupo Repsol.

En particular, la Orden TED/287/2020, de 23 de marzo, establece el objetivo de ahorro agregado, así como la asignación de las obligaciones de ahorro y su equivalencia económica para el 2020.

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.

Auditorías energéticas

En febrero de 2016 entró en vigor el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que, se transpone la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la Eficiencia Energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

Establece una obligación de aplicación generalizada a todas las empresas que no sean PYMES ("grandes empresas") de la Unión Europea consistente en la elaboración periódica de auditorías energéticas, a fin analizar si la gestión energética está optimizada y, en su caso, determinar oportunidades de ahorro y propuestas de eficiencia energética. Los sistemas de gestión energética, basados en la norma internacional ISO 50001, están implantados en las principales compañías industriales del Grupo.

Cambio climático

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por las partes firmantes en sus respectivos "National Determined Contribution" tuvieron un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas y en la aprobación de nueva normativa. 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 (publicada en el Diario Oficial de las Comunidades Europeas el 9 de julio de 2021 y 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. Estas propuestas están interconectadas alcanzando una variedad de áreas políticas y sectores económicos.

En España, el "Marco Estratégico de Energía y Clima" incluye como pilares fundamentales: (i) el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima; (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.

En relación a la movilidad, la LCTT establece:

- la introducción de 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.

Combustibles alternativos

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 (RD) 205/2021 de 30 de marzo (que modifica el RD 1085/2015 de 4 de diciembre de fomento de los biocarburantes), estableciendo objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2021 y 2022 del 9,5% y 10%, en contenido energético, respectivamente.

El RD 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.

Bolivia

La Constitución Boliviana del año 2009 establece que la sociedad estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) está autorizada a suscribir contratos de servicios con empresas para que en su nombre y representación realicen actividades 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. Adicionalmente, se promulgó la Ley N° 817 de 19 de julio de 2016 que complementa el Artículo 42 de la Ley N° 3.058, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley N° 767, permitiendo a YPFB suscribir adendas los Contratos de Operación para ampliar el plazo.

Contratos de Operación y Contrato de Servicios Petroleros

Según la Ley de Hidrocarburos y el artículo 362 de la 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 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 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. Por su parte, en fecha 13 de junio de 2018, Repsol E&P Bolivia S.A., suscribió con YPFB, el Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación del Área Ñiguazu, efectivo a partir del 26 de agosto de 2019.

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 los 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*), el Ministerio de Economía de Saskatchewan 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 para 2022. .

La finalidad de las normas de la TIER es cumplir los estándares sobre el carbono impuestos a nivel federal. En diciembre de 2019, la TIER fue aceptada bajo la ley federal *Greenhouse Gas Pollution Pricing Act* por un año.

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 a partir de 2020.

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

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.

Hay un litigio pendiente respecto a la Orden Ejecutiva 14008. 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. El Departamento de Justicia ha apelado el mandato judicial preliminar y el Departamento del Interior ha indicado en un comunicado de prensa con fecha 16 de agosto de 2021 que continuará con las ventas de arrendamientos federales de conformidad con dicho mandato en espera de la apelación.

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° 006-2021-EM, prorrogado por el Decreto Supremo N° 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° 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 portaría 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.

GLP

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 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 GPL envasado en todas las EE.SS 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 GPL en todas las EE.SS de Portugal y determina que al GPL 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 servicios (EE.SS)

Las EE.SS 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.SS 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.SS 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, 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 Quadro das Contra-Ordenações Ambientais*”, 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 empresas otras que no “PME” (Pequeñas y Medias Empresas) y que quedan obligadas a registrarse en la DGEG 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 parafrínicos, 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) inicia su vigencia en el 1 de febrero de 2022 y 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.

Regulación del sector eléctrico y gas natural

En Portugal el Decreto-Ley N° 29/2006, de 15 de febrero, y el Decreto-Ley N° 172/2006, de 23 de agosto, establecen el marco del Sistema Eléctrico Nacional y han sido desarrollados y reglamentados a través de extensa reglamentación administrativa. Sin embargo, por Consejo de Ministros del 2 de diciembre de 2021 se ha aprobado el Decreto-Ley que establece la organización y el funcionamiento del sistema eléctrico nacional y que, una vez sea promulgado por el Presidente de la República y publicado en el Diario de la República, derogará y sustituirá dichos Decretos-Ley N°s 29/2006, de 15 de febrero, y 172/2006, de 23 de agosto.

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.

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 para 2021 fueran aprobadas por la Directiva N° 1/2021, de 8 de enero. Las tarifas de gas para vigorar de 1 de octubre de 2021 hasta 30 de septiembre de 2022 fueran aprobadas por la Directiva N° 12/2021, de 29 de julio.

La comercialización, que incluye la actividad de comercio mayorista y de comercio menorista, 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,

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 Ordenanza 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 Ordenanza 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.

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.º 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° 42.071, de fecha 19 de febrero de 2021, el Presidente de la República a través de Decreto N° 4.436, prorroga por doce (12) meses, el plazo establecido en el Decreto N° 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° 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, libras 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° 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° 6.405 el denominado Convenio Cambiario N° 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° 41.624 la Resolución N° 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 No. 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 No. 4.553 publicado en Gaceta Oficial No. 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 No. 42.191 de 16 de agosto de 2021, el Banco Central de Venezuela dictó las Normas que Rigen la Nueva Expresión Monetaria (Resolución No. 21-08-01), para regular aspectos relacionados con la nueva escala monetaria del bolívar establecida en el Decreto No. 4.553 del Ejecutivo Nacional.