YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

Deloitte & Co. S.A.
Della Paolera 261, 4° piso
C1001ADA
Ciudad Autónoma
de Buenos Aires
Argentina

Tel.: (+54-11) 4320-2700
www.deloitte.com/ar

Informe de auditoría emitido por Auditores Independientes

Señores
Accionistas, Presidente y Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

CUIT Nº: 30-54668997-9
Domicilio Legal: Macacha Güemes 515
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Informe sobre la auditoría de los estados financieros consolidados

1. Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA (la "Sociedad") y sus subsidiarias (las que se detallan en la nota 10 a dichos estados financieros consolidados) (en conjunto "el Grupo"), que comprenden el estado consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2024, los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados, que incluyen información significativa sobre políticas contables.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de YPF SOCIEDAD ANÓNIMA y las subsidiarias al 31 de diciembre de 2024, así como su resultado integral consolidado y los flujos de su efectivo consolidados correspondientes al ejercicio económico finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) de Contabilidad (NIIF de Contabilidad) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (CNIC).

2. Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB, por su sigla en inglés). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe. Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA), junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en Argentina, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código del IESBA. Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y apropiada para nuestra opinión.

3. 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 los estados financieros consolidados correspondientes al presente ejercicio económico. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre esas cuestiones.

Deterioro de Propiedades, Planta y Equipo (PP&E) - Unidad generadora de efectivo (UGE) Gas - Cuenca Neuquina. Ver notas 2.b.5), 2.c.) y 8) a los estados financieros consolidados.

Descripción de la cuestión:

La evaluación de deterioro de las propiedades, planta y equipo efectuada por la Sociedad consistió en la comparación del valor recuperable de cada UGE con su valor en libros. La Sociedad determinó el valor recuperable de la UGE basada en su valor de uso. El cálculo del valor de uso se basó en el modelo de flujos de efectivo descontados, el cual requiere la aplicación por parte de la Sociedad de estimaciones y supuestos significativos relacionadas con las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural, las proyecciones de ingresos futuros, de costos de producción e inversiones futuras, costos de abandono y la tasa de descuento. Cambios en estas estimaciones y supuestos sobre el valor recuperable podrían tener un impacto significativo en el valor recuperable de la UGE y en el monto de cualquier cargo por deterioro o reversión de cargos por deterioro reconocidos previamente.

Al 31 de diciembre de 2024 el valor de libros de la UGE Gas – Cuenca Neuquina asciende a 2.853.184 millones de pesos y se aproxima a su valor recuperable. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 la Sociedad no ha reconocido deterioro o recupero de deterioro en relación a la UGE Gas – Cuenca Neuquina.

Habida cuenta de los juicios significativos realizados por la Sociedad en la estimación del valor recuperable de la UGE Gas – Cuenca Neuquina, que podrían resultar en un ajuste a la provisión de deterioro; la realización de procedimientos de auditoría para evaluar la razonabilidad de las estimaciones y supuestos significativos utilizados por la Sociedad relacionados con las estimaciones de reservas y recursos de petróleo crudo y gas natural, así como las proyecciones de ingresos futuros, de costos de producción e inversiones futuras, costos de abandono y la tasa de descuento, requirieron un alto grado de juicio profesional y una mayor extensión del esfuerzo de auditoría, incluyendo la necesidad de involucrar a nuestros especialistas en valor razonable y en reservas de petróleo y gas.

Tratamiento de la cuestión en nuestra auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la evaluación del valor recuperable de la UGE Gas – Cuenca Neuquina, incluyeron, entre otros:

- Probamos la eficacia operativa de los controles relacionados con la evaluación de deterioro de PP&E, incluidos aquellos sobre la identificación de indicadores de deterioro, las estimaciones de reservas y recursos de petróleo crudo y gas natural, las proyecciones de ingresos futuros, costos de producción e inversiones futuras y costos de abandono, así como la tasa de descuento.

- Con la asistencia de nuestros especialistas de reservas de petróleo y gas evaluamos al auditor de reservas independiente de la Sociedad mediante: (1) el examen de los informes y la evaluación del alcance de su trabajo y los hallazgos, y (2) la evaluación de la competencia, capacidad y la objetividad.

- Probamos la exactitud matemática y la integridad del cálculo de los flujos de efectivo subyacentes utilizados para determinar el valor recuperable de la UGE.

- Evaluamos la razonabilidad de las estimaciones de reservas y recursos de petróleo crudo y gas natural efectuadas por la Sociedad, realizando una muestra representativa de campos y: (1) entendiendo y probando la información financiera fuente subyacente en las estimaciones y (2) comparando la estimación de la Sociedad con la estimación del auditor de reservas independiente.

- Evaluamos la razonabilidad de las proyecciones efectuadas por la Sociedad para estimar los ingresos futuros, costos de producción e inversiones futuras y costos de abandono, seleccionando una muestra representativa de campos y: (1) entendiendo y probando la información financiera fuente subyacente en las estimaciones, (2) probando los perfiles de producción futuros con las estimaciones de reservas y recursos de petróleo crudo y gas natural de la Sociedad, (3) comparando la información con otra evidencia obtenida durante la auditoría, y (4) evaluando la capacidad de la Sociedad para pronosticar con precisión ciertos supuestos clave, como los precios del petróleo crudo y gas natural así como los supuestos macroeconómicos, comparándolos con las proyecciones históricas de la Sociedad.

- Con la asistencia de nuestros especialistas en valuaciones, evaluamos la razonabilidad de la metodología de valoración, las proyecciones de ciertos supuestos clave subyacentes en la estimación del valor recuperable, tales como los supuestos macroeconómicos y los precios del petróleo crudo y gas natural, y la tasa de descuento mediante: (1) el entendimiento de cómo la Sociedad desarrolló los supuestos clave y seleccionó la tasa de descuento, (2) entendiendo y probando la información fuente subyacente en los supuestos clave y en la tasa de descuento, (3) probando la exactitud matemática del cálculo de la tasa de descuento, y (4) desarrollando un rango de estimaciones independientes de los supuestos clave y la tasa de descuento y comparándolas con las seleccionadas por la Sociedad.

- Leímos y probamos la exactitud e integridad de las revelaciones en los estados financieros consolidados.

Valor razonable de Activos mantenidos para la venta y Pasivos asociados - Propiedades, planta y equipos - Proyecto Campos Maduros y Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta - Proyecto Campos Maduros - Ver notas 2.b.13) y 11) a los estados financieros consolidados.

Descripción de la cuestión:

La medición de los activos mantenidos para la venta y pasivos asociados efectuada por la Sociedad consistió en la comparación del valor razonable menos costos de venta ("valor razonable") de cada grupo de activos a disponer con su valor en libros. La Sociedad determinó el valor razonable de cada grupo de activos a disponer basado en las ofertas recibidas y los acuerdos de venta para los grupos de activos con acuerdos de cesión firmados o aplicando una técnica de valuación mediante flujos de fondos descontados. El modelo de flujos de efectivo descontados requiere la aplicación por parte de la Sociedad de estimaciones y supuestos significativos relacionadas con las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural, las proyecciones de ingresos futuros, de costos de producción, costos de abandono y la tasa de descuento. Cambios en estas estimaciones y supuestos sobre el valor razonable podrían tener un impacto significativo en el valor de libros de los grupos de activos a disponer y en el monto de cualquier cargo por deterioro o reversión de cargos por deterioro reconocidos previamente.

Al 31 de diciembre de 2024 el valor de libros de los Activos mantenidos para la venta - Propiedades, planta y equipos - Proyecto Campos Maduros ("activos mantenidos para la venta") y Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta --("pasivos asociados") Proyecto Campos Maduros asciende a 1.551.664 y 2.183.041 millones de pesos, respectivamente. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 la Sociedad ha reconocido una perdida por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta por 272.804 millones de pesos.

Habida cuenta de los juicios significativos realizados por la Sociedad en la estimación del valor razonable de los activos mantenidos para la venta y pasivos asociados, la realización de procedimientos de auditoría para evaluar la razonabilidad de las estimaciones y supuestos significativos utilizados por la Sociedad relacionados con las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural, así como las proyecciones de ingresos futuros, de costos de producción, costos de abandono y la tasa de descuento, requirieron un alto grado de juicio profesional y una mayor extensión del esfuerzo de auditoría, incluyendo la necesidad de involucrar a nuestros especialistas en valor razonable.

Tratamiento de la cuestión en nuestra auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la evaluación del valor razonable de activos mantenidos para la venta y pasivos asociados, incluyeron, entre otros:

- Probamos la eficacia operativa de los controles relacionados con la evaluación del valor razonable de activos mantenidos para la venta y pasivos asociados, incluidos aquellos sobre, las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural, las proyecciones de ingresos futuros, costos de producción y costos de abandono, así como la tasa de descuento.

- Evaluamos al especialista de valuación de la Sociedad mediante: (1) el examen de los informes y la evaluación del alcance del trabajo y los hallazgos, y (2) la evaluación de la competencia, capacidad y la objetividad.

- Probamos la exactitud matemática y la integridad del cálculo de los flujos de efectivo subyacentes utilizados para determinar el valor razonable de los activos mantenidos para la venta para los cuales el modelo de flujos de fondos descontados fue utilizado, a través de una selección de campos.

- Evaluamos la razonabilidad de las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural efectuadas por la Sociedad usados en la técnica de valuación de flujos de fondo descontados, realizando una muestra representativa de campos y: (1) entendiendo la información financiera fuente subyacente en las estimaciones y (2) comparando la estimación de la Sociedad con el informe del auditor de reservas independiente.

- Evaluamos la razonabilidad de las proyecciones efectuadas por la Sociedad para estimar los ingresos futuros, costos de producción y costos de abandono utilizados en el modelo de flujos descontados, realizando una muestra representativa de campos y: (1) entendiendo y probando la información fuente subyacente en las estimaciones, (2) comparando con otra evidencia obtenida durante la auditoría, y (3) evaluando la capacidad de la Sociedad para pronosticar con precisión ciertos supuestos clave, como los precios del petróleo crudo así como los supuestos macroeconómicos, comparándolos con las proyecciones históricas de la Sociedad.

- Con la asistencia de nuestros especialistas en valuaciones, evaluamos las proyecciones de ciertos supuestos clave subyacentes en la estimación del valor razonable, tales como los supuestos macroeconómicos, los precios del petróleo crudo y la tasa de descuento usados en la técnica de valuación de flujos de fondo descontados mediante: (1) el entendimiento de cómo la Sociedad desarrolló los supuestos clave y seleccionó la tasa de descuento, (2) entendiendo y probando la información fuente subyacente en los supuestos clave y en la tasa de descuento, (3) probando la exactitud matemática del cálculo de la tasa de descuento, y (4) desarrollando un rango de estimaciones independientes de los supuestos clave y la tasa de descuento y comparándolas con las determinadas por la Sociedad.

- Leímos y probamos la exactitud e integridad de las revelaciones en los estados financieros consolidados.

4. Información distinta de los estados financieros consolidados y del informe de auditoría correspondiente (Otra información)

El Directorio de la Sociedad es responsable de la otra información, que comprende la Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2024 y la Memoria, incluyendo el informe sobre el Código de Gobierno Societario a esa fecha. Esta otra información es distinta de los estados financieros consolidados y de nuestro informe de auditoría correspondiente.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y, por lo tanto, no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre esta.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si existe una incongruencia significativa entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría o si parece que existe una incorrección significativa en la otra información por algún otro motivo.
Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos, en lo que es materia de nuestra competencia, que existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informar de ello. No tenemos nada que informar al respecto.

5. Responsabilidades del Directorio y del Comité de Auditoría de la Sociedad en relación con los estados financieros consolidados

El Directorio de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF de Contabilidad, y del control interno que el Directorio de la Sociedad considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrección significativa, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, el Directorio de la Sociedad es responsable de la evaluación de la capacidad del Grupo de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tuviera intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no existiera otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría de la Sociedad es responsable de la supervisión del proceso de información financiera del Grupo.

6. Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección significativa 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 apropiados 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 apropiadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio de la Sociedad.

- Concluimos sobre lo apropiado de la utilización, por el Directorio de la Sociedad, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre importante relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad y del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre importante, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son apropiadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad y el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logren una presentación razonable.

- Planificamos y realizamos la auditoría de grupo para obtener elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del Grupo como base para formarse una opinión sobre los estados financieros del Grupo. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo realizado para los fines de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría de la Sociedad, en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados, y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa del control interno que identifiquemos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Sociedad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables relacionados con independencia, y comunicamos todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las acciones tomadas para eliminar amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Sociedad, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del presente ejercicio económico 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 las cuestiones o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que las cuestiones no se deberían comunicar en nuestro informe porque puede preverse razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

a) Los estados financieros consolidados adjuntos han sido preparados, en todos los aspectos significativos, de acuerdo con las normas aplicables de la Ley General de Sociedades N° 19.550 y de la Comisión Nacional de Valores (CNV).

b) Las cifras de los estados financieros consolidados adjuntos surgen de aplicar los procedimientos de consolidación establecidos por las NIIF de Contabilidad a partir de los estados financieros de las Sociedades del Grupo. Las cifras de los estados financieros individuales de la Sociedad controladora surgen de sus registros contables que, en sus aspectos formales, han sido llevados de conformidad con las disposiciones legales vigentes. En cumplimiento de las normas aplicables de la CNV, informamos que, según nuestro criterio, los sistemas de registro contable mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron oportunamente autorizadas.

c) Los estados financieros consolidados adjuntos se encuentran transcriptos en el libro Inventarios y balances de la Sociedad controladora, al igual que el resumen del contenido de los discos ópticos hasta el mes de cierre del ejercicio.

d) En cumplimiento de las normas aplicables de la CNV, informamos las siguientes relaciones porcentuales correspondientes a los honorarios facturados directa o indirectamente por nuestra sociedad profesional:

   1. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados financieros y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad, y el total de honorarios por todo concepto, incluidos los servicios de auditoría: 86%.

   2. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados financieros y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad y el total de honorarios por servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a sus sociedades controladas y vinculadas: 52%.

   3. cociente entre el total de honorarios por servicios de auditoría de estados financieros y otros servicios de auditoría prestados a la Sociedad y el total de honorarios por todo concepto facturados a la Sociedad y sus sociedades controladas y vinculadas, incluidos los servicios de auditoría: 46%.

e) En virtud de lo requerido por el artículo 13), Capítulo II, Título VII de las normas de la CNV, informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en la nota 36 apartado k) a los estados financieros consolidados adjuntos relacionada con la exigencia de Patrimonio Mínimo requerida por la citada normativa.

f) Según surge de los registros contables de la Sociedad controladora mencionados en el apartado b) de esta sección, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2024 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a $ 14.925.285.497 y no era exigible a esa fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de marzo de 2025

Deloitte & Co. S.A.
(Registro de Sociedades Comerciales
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3)

Guillermo D. Cohen
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembro de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una Sociedad privada del Reino Unido limitada por garantía ("DTTL"), su red de firmas miembro, y sus entidades relacionadas. DTTL y cada una de sus firmas miembro son entidades únicas e independientes y legalmente separadas. DTTL (también conocida como "Deloitte Global") no brinda servicios a los clientes. Una descripción detallada de la estructura legal de DTTL y sus firmas miembros puede verse en el sitio web www.deloitte.com/about.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una Sociedad privada limitada por garantía constituida en Inglaterra y Gales bajo el número de Sociedad 07271800, con domicilio legal en Hill House, 1 Little New Street, London, EC4a, 3TR, United Kingdom.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

CONTENIDO

Nota	Descripción	Página
	Glosario de términos	1
	Información legal	2
	Estados de situación financiera consolidados	3
	Estados de resultados integrales consolidados	4
	Estados de cambios en el patrimonio consolidados	5
	Estados de flujos de efectivo consolidados	8
	Notas a los estados financieros consolidados:	
1	Información general, estructura y organización del negocio del Grupo	9
2	Bases de preparación de los estados financieros consolidados	10
3	Adquisiciones y disposiciones	29
4	Administración del riesgo financiero	30
5	Información por segmentos de negocio	35
6	Instrumentos financieros por categoría	39
7	Activos intangibles	43
8	Propiedades, planta y equipo	44
9	Activos por derecho de uso	50
10	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	52
11	Activos mantenidos para la venta y pasivos asociados	55
12	Inventarios	58
13	Otros créditos	58
14	Créditos por ventas	59
15	Inversiones en activos financieros	59
16	Efectivo y equivalentes de efectivo	59
17	Provisiones	60
18	Impuesto a las ganancias	66
19	Cargas fiscales	68
20	Remuneraciones y cargas sociales	68
21	Pasivos por arrendamientos	69
22	Préstamos	70
23	Otros pasivos	72
24	Cuentas por pagar	72
25	Ingresos	72
26	Costos	76
27	Gastos por naturaleza	76
28	Otros resultados operativos, netos	78
29	Resultados financieros, netos	78
30	Inversiones en Uniones Transitorias y Consorcios	78
31	Patrimonio	80
32	Resultado neto por acción	81
33	Asuntos relacionados con las Entidades de Maxus	81
34	Activos y pasivos contingentes	89
35	Compromisos contractuales	93
36	Principales regulaciones	94
37	Saldos y transacciones con partes relacionadas	120
38	Planes de beneficios y obligaciones similares	125
39	Activos y pasivos en monedas distintas del peso	129
40	Hechos posteriores	131

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Término	Definición
ADR	American Depositary Receipt
ADS	American Depositary Share
AESA	Subsidiaria A-Evangelista S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
ANSES	Administración Nacional de la Seguridad Social
ARCA	Agencia de Recaudación y Control Aduanero (ex “AFIP”)
Argentina LNG	Subsidiaria Argentina LNG S.A.U.
ASC	Accounting Standards Codification
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”
B2B	Business to Business
B2C	Business to Consumer
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BNA	Banco de la Nación Argentina
BO	Boletín Oficial de la República Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAN	Cuenca Argentina Norte
CDS	Asociada Central Dock Sud S.A.
CINIIF	Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera
CNDC	Comisión Nacional de Defensa de la Competencia
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación
CT Barragán	Negocio conjunto CT Barragán S.A.
Dólar	Dólar estadounidense
Eleran	Subsidiaria Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Energía Argentina S.A. (ex Integración Energética Argentina S.A., “IEASA”)
FASB	Financial Accounting Standards Board
FOB	Free on board
Gas Austral	Asociada Gas Austral S.A.
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GNNC	Gas natural no contabilizado
GPA	Asociada Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.
Grupo	YPF y sus subsidiarias
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IDS	Asociada Inversora Dock Sud S.A.
IIBB	Impuesto a los ingresos brutos
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de precios al consumidor publicado por el INDEC
IVA	Impuesto al valor agregado
LGS	Ley General de Sociedades N° 19.550
MBtu	Millones de unidades térmicas británicas (British thermal unit)
MEGA	Negocio conjunto Compañía Mega S.A.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Metroenergía	Subsidiaria Metroenergía S.A.
Metrogas	Subsidiaria Metrogas S.A.
MINEM	Ministerio de Energía y Minería
MLO	Cuenca Malvinas Oeste
Negocio conjunto	Sociedad sobre la cual YPF posee control conjunto conforme lo dispuesto por la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”
NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Oiltanking	Asociada Oiltanking Ebytem S.A.
Oldelval	Asociada Oleoductos del Valle S.A.
OLCLP	Negocio conjunto Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.
ON	Obligaciones negociables
OPESSA	Subsidiaria Operadora de Estaciones de Servicios S.A.
OTA	Negocio conjunto Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.
OTC	Negocio conjunto Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
Peso	Peso argentino
PIST	Punto de ingreso al sistema de transporte
Profertil	Negocio conjunto Profertil S.A.
Refinor	Negocio conjunto Refinería del Norte S.A.
ROD	Record of decision
RTI	Revisión Tarifaria Integral
RTT	Régimen Tarifario de Transición
SE	Secretaría de Energía (ex “MINEM” y ex “SGE”)
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SRH	Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos
SSHyC	Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles
Subsidiaria	Sociedad sobre la cual YPF tiene control conforme lo dispuesto por la NIIF 10 “Estados financieros consolidados”
Sur Inversiones Energéticas	Subsidiaria Sur Inversiones Energéticas S.A.U.
Sustentator	Negocio conjunto Sustentator S.A.
Termap	Asociada Terminales Marítimas Patagónicas S.A.
UGE	Unidad generadora de efectivo
US$	Dólar estadounidense
US$/bbl	Dólar por barril
UT	Unión transitoria
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
VMOS	Asociada VMOS S.A.
YPF Brasil	Subsidiaria YPF Brasil Comércio Derivado de Petróleo Ltda.
YPF Chile	Subsidiaria YPF Chile S.A.
YPF EE	Negocio conjunto YPF Energía Eléctrica S.A.
YPF Gas	Asociada YPF Gas S.A.
YPF Holdings	Subsidiaria YPF Holdings, Inc.
YPF International	Subsidiaria YPF International S.A.
YPF o la Sociedad	YPF S.A.
YPF Perú	Subsidiaria YPF E&P Perú S.A.C.
YPF Ventures	Subsidiaria YPF Ventures S.A.U.
Y-TEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.
Y-LUZ	Subsidiaria Y-LUZ Inversora S.A.U. controlada por YPF EE

INFORMACIÓN LEGAL

Domicilio legal

Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Ejercicio económico

N° 48 iniciado el 1 de enero de 2024.

Actividad principal de la Sociedad

La Sociedad tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, la exploración y la explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, así como la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, a cuyo efecto podrá elaborarlos, utilizarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos o exportarlos, así como también tendrá por objeto prestar, por sí, a través de una sociedad controlada, o asociada a terceros, servicios de telecomunicaciones en todas las formas y modalidades autorizadas por la legislación vigente y previa solicitud de las licencias respectivas en los casos que así lo disponga el marco regulatorio aplicable, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados, así como también realizar cualquier otra actuación complementaria de su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto. Para el mejor cumplimiento de estos objetivos podrá fundar, asociarse con o participar en personas jurídicas de carácter público o privado domiciliadas en el país o en el exterior, dentro de los límites establecidos en el Estatuto.

Inscripción en el Registro Público de Comercio

Estatutos sociales inscriptos el 5 de febrero de 1991 bajo el N° 404 del Libro de Sociedades Anónimas 108, Tomo A, del Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a cargo de la Inspección General de Justicia; y Estatutos sustitutivos de los anteriores inscriptos el 15 de junio de 1993 bajo el N° 5.109 del Libro de Sociedades Anónimas 113, Tomo A, del Registro Público mencionado.

Fecha de finalización del Contrato Social

15 de junio de 2093.

Última modificación de los Estatutos

26 de enero de 2024, inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a cargo de la Inspección General de Justicia el 15 de marzo de 2024 bajo el N° 4.735 del Libro 116 de Sociedades por Acciones.

Capital

393.312.793 acciones ordinarias, escriturales de valor nominal $10 con derecho a 1 voto por acción.

Capital suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública (en pesos)

3.933.127.930.

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022
(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	Notas	2024	2023	2022
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles	7	505.827	296.517	68.052
Propiedades, planta y equipo	8	19.307.423	14.293.427	3.100.306
Activos por derecho de uso	9	765.243	509.183	95.748
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	10	2.019.790	1.351.881	337.175
Activos por impuesto diferido, netos	18	339.492	14.166	3.010
Otros créditos	13	348.051	127.286	36.468
Créditos por ventas	14	1.333	25.195	1.027
Inversiones en activos financieros	15	-	6.738	35.664
Total del activo no corriente		**23.287.159**	**16.624.393**	**3.677.450**
Activo corriente				
Activos mantenidos para la venta	11	1.583.158	-	-
Inventarios	12	1.593.666	1.357.716	307.766
Activos de contratos	25	31.207	7.744	148
Otros créditos	13	569.910	307.907	143.231
Créditos por ventas	14	1.668.947	785.733	266.201
Inversiones en activos financieros	15	401.382	212.674	56.489
Efectivo y equivalentes de efectivo	16	1.151.868	905.956	136.874
Total del activo corriente		**7.000.138**	**3.577.730**	**910.709**
TOTAL DEL ACTIVO		**30.287.297**	**20.202.123**	**4.588.159**
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		7.128	5.507	6.306
Resultados acumulados		12.000.469	7.215.993	1.844.724
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		**12.007.597**	**7.221.500**	**1.851.030**
Interés no controlante		224.363	82.315	17.274
TOTAL DEL PATRIMONIO		**12.231.960**	**7.303.815**	**1.868.304**
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones	17	1.117.925	2.146.700	455.213
Pasivos de contratos	25	116.883	27.720	-
Pasivos por impuesto diferido, netos	18	92.701	1.001.920	306.708
Impuesto a las ganancias a pagar	18	2.514	3.508	4.588
Cargas fiscales	19	224	144	185
Remuneraciones y cargas sociales	20	34.891	370	215
Pasivos por arrendamientos	21	418.510	261.770	48.224
Préstamos	22	7.249.715	5.391.865	1.053.196
Otros pasivos	23	76.561	90.185	3.302
Cuentas por pagar	24	5.904	4.336	1.319
Total del pasivo no corriente		**9.115.828**	**8.928.518**	**1.872.950**
Pasivo corriente				
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	11	2.201.617	-	-
Provisiones	17	119.391	146.129	34.981
Pasivos de contratos	25	74.795	55.313	13.577
Impuesto a las ganancias a pagar	18	130.347	25.143	4.711
Cargas fiscales	19	254.619	112.521	30.660
Remuneraciones y cargas sociales	20	423.974	169.184	52.622
Pasivos por arrendamientos	21	381.146	274.828	52.061
Préstamos	22	1.964.777	1.217.206	201.808
Otros pasivos	23	422.209	98.476	2.359
Cuentas por pagar	24	2.966.634	1.870.990	454.126
Total del pasivo corriente		**8.939.509**	**3.969.790**	**846.905**
TOTAL DEL PASIVO		**18.055.337**	**12.898.308**	**2.719.855**
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		**30.287.297**	**20.202.123**	**4.588.159**

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto la información por acción expresada en pesos argentinos)

	Notas	2024	2023	2022
Resultado neto				
Ingresos	25	17.895.031	5.484.544	2.526.466
Costos	26	(13.021.894)	(4.525.390)	(1.881.711)
Resultado bruto		**4.873.137**	**959.154**	**644.755**
Gastos de comercialización	27	(1.981.416)	(598.318)	(257.724)
Gastos de administración	27	(794.025)	(260.315)	(92.207)
Gastos de exploración	27	(229.141)	(19.995)	(9.127)
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	8-12	(87.902)	(1.614.373)	(18.427)
Otros resultados operativos, netos	28	(623.415)	64.576	30.346
Resultado operativo		**1.157.238**	**(1.469.271)**	**297.616**
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	10	358.335	(30.909)	58.082
Ingresos financieros	29	124.589	144.328	46.459
Costos financieros	29	(1.029.538)	(372.206)	(129.743)
Otros resultados financieros	29	359.824	848.762	126.762
Resultados financieros, netos	29	(545.125)	620.884	43.478
Resultado antes de impuesto a las ganancias		**970.448**	**(879.296)**	**399.176**
Impuesto a las ganancias	18	1.152.367	(653.449)	(108.912)
Resultado neto del ejercicio		**2.122.815**	**(1.532.745)**	**290.264**
Otros resultados integrales				
Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos		(107.172)	(344.125)	(34.776)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos (1)		566.448	236.506	54.613
Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:				
Diferencia de conversión de YPF (2)		2.344.433	7.076.674	714.283
Otros resultados integrales del ejercicio		**2.803.709**	**6.969.055**	**734.120**
Resultado integral del ejercicio		**4.926.524**	**5.436.310**	**1.024.384**
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		2.077.482	(1.561.217)	289.057
Interés no controlante		45.333	28.472	1.207
Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:				
Accionistas de la controlante		2.706.994	6.932.486	726.279
Interés no controlante		96.715	36.569	7.841
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		4.784.476	5.371.269	1.015.336
Interés no controlante		142.048	65.041	9.048
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante:				
Básico y diluido	32	5.298,50	(3.985,51)	736,04

(1) Resultado asociado a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, ver Nota 2.b.1).
(2) Corresponde al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF, ver Nota 2.b.1).

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2024								
	Aportes de los propietarios								
	Capital	Ajuste de capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias [2]	Primas de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.919	6.078	14	23	855	(5.635)	(387)	640	5.507
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones [3]	-	-	-	-	6.776	-	-	-	6.776
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	3	5	(3)	(5)	(4.068)	(4.020)	2.933	-	(5.155)
Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas [5]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constitución de reservas [5]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.922	6.083	11	18	3.563	(9.655)	2.546	640	7.128

	Resultados acumulados [4]						Patrimonio atribuible a		
	Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Reserva para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	634.747	182.371	4.297.009	28.243	3.077.042	(1.003.419)	7.221.500	82.315	7.303.815
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones [3]	-	-	-	-	-	-	6.776	-	6.776
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	-	-	-	-	-	-	(5.155)	-	(5.155)
Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas [5]	-	(182.371)	(4.297.009)	(28.243)	-	4.507.623	-	-	-
Constitución de reservas [5]	-	-	3.418.972	28.745	-	(3.447.717)	-	-	-
Otros resultados integrales	175.904	-	946.226	7.963	1.219.091	357.810	2.706.994	96.715	2.803.709
Resultado neto	-	-	-	-	-	2.077.482	2.077.482	45.333	2.122.815
Saldos al cierre del ejercicio	810.651	-	4.365.198	36.708	4.296.133 [1]	2.491.779	12.007.597	224.363	12.231.960

(1) Incluye 4.636.249 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 36.k) apartado "Efecto de conversión de los aportes de los propietarios"), (2.035.950) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar (los cuales incluyen (1.503.644) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 1.695.834 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 936.491 correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF). Ver Notas 2.b.1) y 2.b.10).

(2) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con los planes de beneficios basados en acciones.

(3) Ver Nota 38.

(4) Incluye 72.137 restringidos a la distribución de resultados acumulados. Ver Nota 31.

(5) De acuerdo con las disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2024.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022 (cont.)
(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2023								
	Aportes de los propietarios								
	Capital	Ajuste de capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias [2]	Primas de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.915	6.072	18	29	289	(4.499)	(158)	640	6.306
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones [3]	-	-	-	-	1.191	-	-	-	1.191
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	4	6	(4)	(6)	(625)	(1.136)	(229)	-	(1.990)
Constitución de reservas [5]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.919	6.078	14	23	855	(5.635)	(387)	640	5.507

	Resultados acumulados [4]						Patrimonio atribuible a		
	Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Reserva para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	139.275	-	-	-	704.235	1.001.214	1.851.030	17.274	1.868.304
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones [3]	-	-	-	-	-	-	1.191	-	1.191
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	-	-	-	-	-	-	(1.990)	-	(1.990)
Constitución de reservas [5]	-	40.000	942.959	6.215	-	(989.174)	-	-	-
Otros resultados integrales	495.472	142.371	3.354.050	22.028	2.372.807	545.758	6.932.486	36.569	6.969.055
Resultado neto	-	-	-	-	-	(1.561.217)	(1.561.217)	28.472	(1.532.745)
Saldos al cierre del ejercicio	634.747	182.371	4.297.009	28.243	3.077.042 [1]	(1.003.419)	7.221.500	82.315	7.303.815

(1) Incluye 3.628.996 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 36.k) apartado "Efecto de conversión de los aportes de los propietarios"), (1.511.417) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar (los cuales incluyen (1.086.282) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 959.463 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 669.852 correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF). Ver Notas 2.b.1) y 2.b.10).
(2) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con los planes de beneficios basados en acciones.
(3) Ver Nota 38.
(4) Incluye 56.487 restringidos a la distribución de resultados acumulados. Ver Nota 31.
(5) De acuerdo con las disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 28 de abril de 2023.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022 (cont.)
(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2022								
	Aportes de los propietarios								
	Capital	Ajuste de capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias [2]	Primas de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.931	6.095	2	6	372	(493)	(49)	640	10.504
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones [3]	-	-	-	-	262	-	-	-	262
Recompra de acciones propias	(19)	(29)	19	29	-	(4.243)	-	-	(4.243)
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	3	6	(3)	(6)	(345)	237	(109)	-	(217)
Absorción de pérdidas acumuladas [5]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.915	6.072	18	29	289	(4.499)	(158)	640	6.306

	Resultados acumulados [4]						Patrimonio atribuible a		
	Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Reserva para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	80.721	-	-	-	397.000	351.667	839.892	8.226	848.118
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones [3]	-	-	-	-	-	-	262	-	262
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	(4.243)	-	(4.243)
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	-	-	-	-	-	-	(217)	-	(217)
Absorción de pérdidas acumuladas [5]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	58.554	-	-	-	307.235	360.490	726.279	7.841	734.120
Resultado neto	-	-	-	-	-	289.057	289.057	1.207	290.264
Saldos al cierre del ejercicio	139.275	-	-	-	704.235 [1]	1.001.214	1.851.030	17.274	1.868.304

(1) Incluye 791.703 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 36.k) apartado "Efecto de conversión de los aportes de los propietarios"), (253.373) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar (los cuales incluyen (172.363) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 165.905 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 76.231 correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF). Ver Notas 2.b.1) y 2.b.10).
(2) Se expone neto de la retención por el impuesto a las ganancias a los empleados relacionado con los planes de beneficios basados en acciones.
(3) Ver Nota 38.
(4) Incluye 12.040 restringidos a la distribución de resultados acumulados. Ver Nota 31.
(5) De acuerdo con las disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2022.

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2024	2023	2022
Actividades operativas:			
Resultado neto	2.122.815	(1.532.745)	290.264
Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(358.335)	30.909	(58.082)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	2.260.099	907.474	338.019
Amortización de activos intangibles	42.144	15.116	6.252
Depreciación de activos por derecho de uso	247.871	66.025	28.300
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	580.176	110.499	48.099
Cargo por impuesto a las ganancias	(1.152.367)	653.449	108.912
Aumento neto de provisiones	697.376	128.603	9.537
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	87.902	1.614.373	18.427
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	430.017	(436.258)	(22.928)
Planes de beneficios basados en acciones	6.776	1.191	1.048
Resultado por venta de activos	(6.611)	-	-
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	272.804	-	-
Otros ingresos por seguros	(5.153)	-	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(566.293)	(98.488)	(52.351)
Otros créditos	(486.615)	(69.898)	(8.447)
Inventarios	118.165	38.579	(20.006)
Cuentas por pagar	671.317	317.492	85.504
Cargas fiscales	105.230	21.729	6.637
Remuneraciones y cargas sociales	267.307	71.273	14.348
Otros pasivos	227.614	18.093	(510)
Disminución de provisiones por pago/utilización	(163.494)	(146.040)	(22.630)
Activos de contratos	(23.463)	(9.760)	1.323
Pasivos de contratos	95.882	17.861	(3.622)
Dividendos cobrados	154.103	59.949	12.157
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	-	62	116
Pagos de impuesto a las ganancias	(26.119)	(5.289)	(43.707)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas [1] [2]	**5.599.148**	**1.774.199**	**736.660**
Actividades de inversión: [3]			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(5.138.965)	(1.590.926)	(532.128)
Altas de activos mantenidos para la venta	(246.755)	-	-
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(30)	(1.174)	(270)
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	-	(2.891)
Cobros por ventas de activos financieros	215.512	149.805	90.231
Pagos por adquisición de activos financieros	(224.676)	(109.900)	(93.002)
Intereses cobrados de activos financieros	28.879	25.640	13.996
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	136.998	4.329	1.040
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	**(5.229.037)**	**(1.522.226)**	**(523.024)**
Actividades de financiación: [3]			
Pagos de préstamos	(1.908.219)	(422.145)	(94.517)
Pagos de intereses	(645.077)	(214.032)	(73.123)
Préstamos obtenidos	2.668.015	745.594	49.265
Adelantos en cuenta corriente, netos	(45.095)	32.602	11.693
Recompra de acciones propias	-	-	(4.243)
Pagos por arrendamientos	(360.180)	(106.401)	(44.960)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(3.103)	(2.454)	(1.219)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	**(293.659)**	**33.164**	**(157.104)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	**169.460**	**483.945**	**17.664**
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	**245.912**	**769.082**	**74.196**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	905.956	136.874	62.678
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.151.868	905.956	136.874
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	**245.912**	**769.082**	**74.196**

(1) No incluye el efecto de las variaciones de los tipos de cambio generado por el efectivo y equivalentes de efectivo, el cual se expone de manera separada en el presente cuadro.

(2) Incluye 120.372, 52.847 y 22.603 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente, correspondientes a los pagos de arrendamientos de corto plazo y a los pagos del cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente.

(3) Las principales transacciones de inversión y financiación que no requirieron el uso de efectivo y equivalentes de efectivo consistieron en:

	2024	2023	2022
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles pendientes de cancelación	493.855	426.186	93.730
Altas de activos mantenidos para la venta pendientes de cancelación	18.686	-	-
Costos de abandono de pozos de hidrocarburos	175.785	409.372	47.323
Altas de activos por derecho de uso	439.400	230.883	45.328
Capitalización de depreciación de activos por derecho de uso	54.645	20.484	7.439
Capitalización de actualizaciones financieras de los pasivos por arrendamientos	8.229	3.627	1.790
Capitalización en asociadas y negocios conjuntos	-	-	83

Las notas que se acompañan forman parte integrante de los estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO

Información general

YPF S.A. ("YPF" o la "Sociedad") es una sociedad anónima constituida según las leyes de Argentina. Su domicilio es Macacha Güemes 515, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

YPF y sus subsidiarias (el "Grupo") forman el principal grupo de energía de Argentina, que opera una cadena totalmente integrada de petróleo y gas con posiciones de liderazgo de mercado en todos los negocios de Upstream, Downstream y Gas y Energía del país.

Estructura y organización del grupo económico

La siguiente tabla incluye las principales sociedades del Grupo al 31 de diciembre de 2024:

Nombre de la sociedad	Ubicación	Actividad principal	Participación sobre el capital [1]	Relación
Upstream				
Eleran	España	Exploración de hidrocarburos a través de la subsidiaria YPF E&P Bolivia S.A.	100%	Subsidiaria
Downstream				
OPESSA	Argentina	Estaciones de servicio	100%	Subsidiaria
YPF Chile	Chile	Comercialización de gas natural	100%	Subsidiaria
YPF Brasil [2]	Brasil	Comercialización de lubricantes y derivados	100%	Subsidiaria
Profertil	Argentina	Producción y comercialización de fertilizantes	50%	Negocio conjunto
Refinor	Argentina	Industrialización y comercialización de hidrocarburos	50%	Negocio conjunto
OLCLP	Argentina	Transporte de hidrocarburos	85%	Negocio conjunto
OTA	Argentina	Transporte de hidrocarburos	36%	Negocio conjunto
OTC	Chile	Transporte de hidrocarburos	36%	Negocio conjunto
Oldelval	Argentina	Transporte de hidrocarburos	37%	Asociada
Oiltanking	Argentina	Transporte de hidrocarburos	30%	Asociada
VMOS [3]	Argentina	Transporte de hidrocarburos	33,80%	Asociada
Termap	Argentina	Transporte de hidrocarburos	33,15%	Asociada
Gas y Energía				
Metrogas [4]	Argentina	Distribución de gas natural	70%	Subsidiaria
Metroenergía	Argentina	Comercialización de gas natural	71,50%	Subsidiaria
Argentina LNG	Argentina	Industrialización y comercialización de GNL	100%	Subsidiaria
Sur Inversiones Energéticas	Argentina	Industrialización y comercialización de GNL	100%	Subsidiaria
MEGA	Argentina	Separación de líquidos de gas natural y su fraccionamiento	38%	Negocio conjunto
YPF EE	Argentina	Generación de energía eléctrica	75%	Negocio conjunto
CT Barragán	Argentina	Generación de energía eléctrica	50%	Negocio conjunto
CDS	Argentina	Generación de energía eléctrica	10,25%	Asociada
YPF Gas	Argentina	Comercialización de gas natural	33,99%	Asociada
Administración Central y Otros				
AESA	Argentina	Servicios de ingeniería y construcción	100%	Subsidiaria
Y-TEC	Argentina	Investigación y desarrollo de tecnología	51%	Subsidiaria
YPF Ventures	Argentina	Inversiones en sociedades	100%	Subsidiaria

(1) Tenencia directa e indirecta.
(2) Ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil".
(3) El 13 de diciembre de 2024 YPF, en conjunto con Pan American Sur S.A., Vista Energy S.A.U. y Pampa Energía S.A. firmaron un acuerdo de accionistas para formar parte de una nueva sociedad, VMOS. El objetivo principal de VMOS es la construcción del "Proyecto Vaca Muerta Sur", una obra de infraestructura de transporte de petróleo. VMOS ha concedido opciones de acciones a Pluspetrol S.A., Chevron Argentina S.R.L. y Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, Pluspetrol S.A. ha ejercido dicha opción, convirtiéndose en accionista de VMOS.
(4) Ver Nota 36.c.3) apartado "Nota del ENARGAS referida a la participación de YPF en Metrogas".

1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO (cont.)

Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo lleva a cabo sus operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

- Upstream
- Downstream
- Gas y Energía
- Administración Central y Otros

En la Nota 5 se detallan las actividades que abarca cada uno de los segmentos de negocio.

Las operaciones, propiedades y clientes del Grupo se encuentran principalmente ubicados en Argentina. No obstante, el Grupo posee participación en áreas de exploración en Bolivia y comercializa aerokerosene, gas natural, lubricantes y derivados en Chile y lubricantes y derivados en Brasil (ver Nota 3 apartado “Venta de la participación en YPF Brasil”). Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo decidió no renovar los contratos asociados a la comercialización de aerokerosene en Chile con el objetivo de enfocar sus operaciones exclusivamente en Argentina.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.a) Marco normativo contable de aplicación

Los estados financieros consolidados de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 se presentan de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB. El ejercicio económico de la Sociedad comienza el 1 de enero y finaliza el 31 de diciembre de cada año.

Asimismo, fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o las normas de la CNV.

2.b) Políticas contables materiales

2.b.1) Bases de preparación y presentación

Moneda funcional

La moneda funcional de YPF es el dólar, la cual ha sido determinada de acuerdo con los lineamientos de la NIC 21 “Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera”.

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional de la Sociedad se consideran transacciones en moneda extranjera y se reconocen inicialmente en la moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Al cierre de cada período que se informa, o al momento de su liquidación: (i) las partidas monetarias en moneda extranjera se convierten al tipo de cambio vigente en dicha fecha y las diferencias de cambio generadas por dicha conversión se registran en el rubro de “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales del período en el que se generan; y (ii) las partidas no monetarias en moneda extranjera, que se midan en términos de su costo histórico, así como los resultados, son valuados en la moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción.

Los efectos de conversión de los resultados y situación financiera de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar se registran en el rubro de “Otros resultados integrales” en el estado de resultados integrales del período en el que se generan.

Cuando se disponga, en forma total o parcial, una subsidiaria (que resulte en la pérdida de control), asociada o negocio conjunto con moneda funcional distinta del dólar, las diferencias de conversión acumuladas en la cuenta de “Otros resultados integrales” en el estado de cambios en el patrimonio se reclasifican al resultado del período. En caso de disposición parcial de una subsidiaria que no resulte en la pérdida de control, la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas se reclasifica a la cuenta de “Interés no controlante” en el estado de cambios en el patrimonio.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Moneda de presentación

La información incluida en los presentes estados financieros consolidados es presentada en pesos, de acuerdo con lo establecido por la LGS y las normas de la CNV.

La conversión a la moneda de presentación (pesos) de los estados financieros en moneda funcional (dólar) del Grupo se realiza al cierre de cada período utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período que se presenta.
- Los resultados se convierten al tipo de cambio del momento en el que se generaron las transacciones (o, por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes).
- Las diferencias de conversión que se generen como resultado de lo anterior, se reconocen en el rubro de “Otros resultados integrales” en el estado de resultados integrales del período en el que se generan.

Información financiera de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional correspondiente a una economía hiperinflacionaria

La NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean reexpresados en términos de la unidad de medida corriente (“moneda homogénea”) a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.

La NIC 29 detalla una serie de factores cuantitativos y cualitativos a considerar para determinar si una economía es o no hiperinflacionaria. Dicha evaluación llevó a concluir que debía reanudarse la aplicación del ajuste por inflación; y la Ley N° 27.468, publicada en el BO el 4 de diciembre de 2018, estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cerraran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, deben presentarse ante la CNV en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29.

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional sea la correspondiente a una economía hiperinflacionaria son reexpresados de acuerdo con la NIC 29 antes de ser incluidos en los estados financieros consolidados de su controlante cuya moneda funcional sea la de una economía no hiperinflacionaria (dólar, para YPF), sin reexpresar las cifras comparativas.

Posteriormente, los resultados y la situación financiera de dichas subsidiarias se convierten a dólares utilizando el tipo de cambio correspondiente a la fecha de cierre de sus estados financieros. El efecto de la reexpresión de las cifras comparativas, que son las presentadas como importes en moneda homogénea en los estados financieros del ejercicio precedente, y que no se ajustan por las variaciones posteriores en el nivel general de precios o en los tipos de cambio, se reconocen en la línea de “Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos” del rubro de “Otros resultados integrales” en el estado de resultados integrales.

Estos criterios también son aplicados por el Grupo para sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

Cuando una economía deja de ser hiperinflacionaria y por lo tanto la entidad deja de reexpresar sus estados financieros de acuerdo con la NIC 29, utilizará como costos históricos los importes reexpresados en moneda homogénea en la fecha en que la entidad dejó de hacer dicha reexpresión.

Clasificación en corriente y no corriente

La presentación en el estado de situación financiera distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes de acuerdo con el ciclo operativo de las actividades.

Los activos y pasivos corrientes incluyen activos y pasivos que se realizan o liquidan dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de cierre del período sobre el que se informa. Todos los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Criterios contables

Los presentes estados financieros consolidados han sido confeccionados de conformidad con el criterio del costo histórico, considerando para los rubros de “Propiedades, planta y equipo” y “Activos intangibles” el criterio de costo atribuido adoptado a partir de la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2011), excepto por los activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados (ver Nota 2.b.7)).

Los activos y pasivos no monetarios de las subsidiarias con moneda funcional peso fueron reexpresados en moneda de cierre.

Bases de consolidación

El Grupo consolida en los estados financieros a todas las subsidiarias sobre las que ejerce control y elimina los saldos y resultados no trascendidos a terceros relacionados con transacciones entre las sociedades consolidadas. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables provenientes de su participación en la entidad y tiene la capacidad de influir en dichos rendimientos a través de su poder sobre ésta, de acuerdo con las definiciones de la NIIF 10.

Para la consolidación se utilizan los últimos estados financieros disponibles de las subsidiarias al cierre de cada período, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre YPF y las subsidiarias que hubieran modificado el patrimonio de éstas últimas. La fecha de publicación de los últimos estados financieros de ciertas sociedades del Grupo puede diferir de la fecha de publicación de los correspondientes a YPF, principalmente por razones de índole administrativa. Asimismo, los principios y criterios contables utilizados por estas sociedades se han homogeneizado, en caso de corresponder, con los de YPF con el fin de presentar los estados financieros consolidados con bases de normas de medición y presentación homogéneas.

La Sociedad posee participación del 100% del capital de las subsidiarias con excepción de las participaciones en Metrogas (70%) e Y-TEC (51%). La Sociedad concluyó que no existen participaciones minoritarias significativas, tal como lo requiere la NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”, que requieran desgloses adicionales de información. Las principales subsidiarias se detallan en la Nota 10.

Operaciones conjuntas

Las participaciones en UT y Consorcios definidos como operaciones conjuntas cuando las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados con el acuerdo conjunto, han sido reconocidas en función de la participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada acuerdo conjunto de acuerdo con la NIIF 11, y se presentan en el estado de situación financiera y en el estado de resultados integrales de acuerdo con su naturaleza específica. Las principales UT y Consorcios se detallan en la Nota 30.

2.b.2) Activos intangibles

Los activos intangibles se valúan utilizando el modelo del costo de la NIC 38 “Activos intangibles”, en el cual, después del reconocimiento inicial, el activo se registra por su costo menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro de valor.

La vida útil estimada y el método de amortización de cada clase de activo intangible se revisan anualmente al cierre de cada ejercicio y, en caso de corresponder, se ajustan de forma prospectiva. La recuperabilidad de estos activos es revisada según se detalla en la Nota 2.b.5).

El Grupo no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.

A continuación, se describen los principales activos intangibles del Grupo:

Concesiones de servicios

El Grupo clasifica como activos intangibles las concesiones de transporte de hidrocarburos otorgadas por la Ley de Hidrocarburos que cumplan con las condiciones establecidas en la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (ver Nota 36.a.1)). Estos activos se amortizan siguiendo el método lineal a lo largo del plazo de duración de dichas concesiones.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

A partir del Decreto N° 115/2019, las concesiones de transporte de hidrocarburos otorgadas posteriores a la fecha de publicación de dicho decreto se clasifican en el rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera (ver Nota 36.a.1)).

Derechos de exploración

Los derechos de exploración representan el derecho exclusivo de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado por el permiso de exploración y durante los plazos fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo con el objetivo de la exploración (convencional o no convencional). Ver Nota 36.a.1).

El Grupo clasifica los derechos de exploración como activos intangibles de acuerdo con la NIIF 6 "Exploración y evaluación de los recursos minerales". Estos activos no se amortizan debido a que se relacionan con inversiones en áreas en estado de evaluación.

Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos de mantenimiento y otros costos relacionados con la actividad de exploración), excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios que se activan en la cuenta de "Perforaciones exploratorias en curso" del rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera (ver Nota 2.b.3)), se imputan en el resultado neto en el estado de resultados integrales.

Cuando la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos es demostrable, estos activos son reclasificados a la cuenta de "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación" del rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera.

Otros activos intangibles

El Grupo clasifica como activos intangibles principalmente los costos de adquisición de las licencias de software y los costos de desarrollo de aplicaciones informáticas. Estos activos se amortizan siguiendo el método lineal en base a la vida útil estimada para cada tipo de activo, la cual tiene una duración promedio de 5 años.

2.b.3) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se valúan utilizando el modelo del costo de la NIC 16 "Propiedades, planta y equipo", en el cual, después del reconocimiento inicial, el activo se registra por su costo menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro de valor. El costo inicial del activo comprende su costo de adquisición, construcción y cualquier otro costo directamente relacionado con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento y, en caso de corresponder, la estimación de los costos de abandono de pozos de hidrocarburos.

Para aquellos bienes cuya construcción requiere un período sustancial de tiempo para estar en condiciones de uso, se capitalizan los costos financieros por préstamos correspondientes al financiamiento de terceros hasta que el bien se encuentre en condiciones de uso, de acuerdo con la tasa promedio de endeudamiento del Grupo.

Los costos posteriores que permiten recuperar la capacidad de servicio para lograr su uso continuo, extender la vida útil y/o incrementar la capacidad productiva de los bienes, se incluyen en el importe en libros de los activos o se reconocen como un activo separado. Los trabajos de reacondicionamiento mayores son activados y se deprecian por el método lineal hasta el próximo trabajo de reacondicionamiento mayor.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan en el resultado neto en el estado de resultados integrales en el período en el que se incurren.

La recuperabilidad de estos activos es revisada según se detalla en la Nota 2.b.5).

Cualquier ganancia o pérdida que surja de la disposición de un activo se imputa en el resultado neto en el estado de resultados integrales en el período en que se da de baja dicho activo.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Actividades de producción de petróleo y gas natural

El Grupo utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en la cuenta de "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación" del rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera. Los costos asociados a la adquisición de permisos de exploración se clasifican como "Derechos de exploración" del rubro "Activos intangibles" en el estado de situación financiera.

Los costos de exploración, excluidos los costos de perforación de pozos exploratorios, son imputados en el resultado neto en el estado de resultados integrales. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se activan en la cuenta de "Perforaciones exploratorias en curso" del rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera hasta que se determine si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, dichos costos de perforación se imputan en el resultado neto en el estado de resultados integrales. Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique su desarrollo como pozo productivo y si se está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y en la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple, el costo del pozo exploratorio es imputado en el resultado neto en el estado de resultados integrales. Adicionalmente a lo mencionado, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantengan en evaluación por períodos de tiempo prolongados, a la espera de la conclusión sobre los pozos y de actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. El detalle sobre los costos de pozos exploratorios en estado de evaluación se describe en la Nota 8.

Los costos de perforación de los pozos de desarrollo y de los pozos secos de desarrollo y los costos de instalaciones relacionados con el desarrollo de las reservas de petróleo y gas se activan en la cuenta de "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación" del rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera.

Métodos de depreciación y vidas útiles

La vida útil estimada y el método de depreciación de cada clase de bien se revisan anualmente al cierre de cada ejercicio y, en caso de corresponder, se ajustan de forma prospectiva.

Los activos relacionados con las actividades de producción de petróleo y gas natural son depreciados de la siguiente manera:

- Los costos activados relacionados con actividades productivas son depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación del cociente entre el petróleo y gas natural producidos y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas.
- Los costos activados relacionados con propiedad minera y extensión de concesiones con reservas probadas son depreciados por campo, utilizando el método de las unidades de producción, mediante la aplicación del cociente entre el petróleo y gas natural producidos y las reservas de petróleo y gas probadas totales.

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo y gas con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. El Grupo efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas de petróleo y gas natural al menos una vez al año. Ver Nota 2.c) apartado "Reservas de petróleo y gas".

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

El resto de los bienes no afectados directamente a la producción de petróleo y gas natural se deprecian siguiendo el método lineal calculado en función de la vida útil estimada de cada clase de bien, según el siguiente detalle:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	50
Equipamiento de refinerías y plantas petroquímicas	20-25
Infraestructura para distribución de gas natural	20-50
Equipos de transporte	5-25
Muebles y útiles e instalaciones	10
Equipos de comercialización	10
Otros bienes	10

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Costos de abandono de pozos de hidrocarburos

Los costos de abandono de pozos de hidrocarburos son activados a valores descontados junto con los activos que les dieron origen y son depreciados utilizando el método de las unidades de producción. Como contrapartida, un pasivo es reconocido por dicho concepto al mismo valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en las estimaciones de las sumas a pagar descontadas son realizados considerando los costos corrientes sobre la mejor información disponible interna y externa. Dichos cambios son reconocidos siguiendo los lineamientos de la CINIIF 1 “Cambios en pasivos existentes por retiro del servicio, restauración y similares”, que indica que los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el período actual, teniendo en cuenta que, si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá en el resultado neto en el estado de resultados integrales.

2.b.4) Arrendamientos

El Grupo como arrendatario reconoce, mide y presenta los pasivos por arrendamientos y los activos por derecho de uso de acuerdo con la NIIF 16 “Arrendamientos”. La definición de arrendamiento se relaciona principalmente con el concepto de control. De acuerdo con la NIIF 16, el Grupo distingue entre contratos de arrendamientos y contratos de servicios sobre la base de si un activo identificado se encuentra bajo el control del cliente, el cual existe en tanto el cliente tenga el derecho a (i) obtener sustancialmente todos los beneficios económicos del uso del activo, y (ii) dirigir el uso del mismo.

Los pasivos por arrendamientos se miden como la sumatoria de los pagos futuros por arrendamientos descontados a la tasa incremental por préstamos del arrendatario (“tasa de descuento”) de la fecha del reconocimiento inicial de cada contrato. Posteriormente, el Grupo recalcula los pasivos por arrendamientos para reflejar cualquier revisión o modificación del arrendamiento o revisión de las denominadas cuotas “en sustancia” fijas, aplicando, de corresponder, una tasa de descuento revisada.

Los activos por derecho de uso se miden utilizando el modelo del costo de la NIC 16 (ver Nota 2.b.3)) y se reconocen inicialmente como la suma equivalente a la medición inicial del pasivo por arrendamiento considerando anticipos netos de los incentivos por arrendamiento, costos directos iniciales, y gastos estimados de desmantelamiento y restauración. Los activos por derecho de uso se deprecian siguiendo el método lineal en función del plazo de arrendamiento establecido en cada contrato, salvo que la vida útil del activo subyacente sea inferior o que otra base sea más representativa.

La recuperabilidad de los activos por derecho de uso es revisada según se detalla en la Nota 2.b.5).

El Grupo continúa reconociendo los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos con activos subyacentes de bajo valor como gastos en el resultado neto en el estado de resultados integrales de acuerdo con la opción indicada por la NIIF 16, excepto aquellos que son capitalizados. Los pagos variables de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente se reconocen como gastos en el resultado neto en el estado de resultados integrales.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

2.b.5) Deterioro de valor de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos por derecho de uso

A la fecha de cierre de cada período, el Grupo revisa si existe algún indicio de que estos activos pudieran haber sufrido un deterioro de valor o recupero de una pérdida por deterioro de valor reconocida en períodos anteriores. De existir tal indicio, se estima el importe recuperable del activo. A tal efecto, el Grupo compara su importe en libros con su importe recuperable.

Dichos activos se agrupan en UGEs, el grupo identificable de activos más pequeño que genera entradas o flujos de efectivo independientes de las entradas o flujos de efectivo generados por otros activos o grupos de activos, teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales.

Los activos de las principales UGEs del Grupo se agrupan en: (i) UGEs separadas por cuencas si corresponden a activos de campos con reservas principalmente de gas; (ii) una única UGE si corresponden a activos de campos con reservas principalmente de petróleo; y (iii) una única UGE si corresponden a activos afectados a la refinación de petróleo, producción de productos petroquímicos y su comercialización. Cambios en las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales pueden alterar la agrupación de los activos en las UGEs. Una agrupación de activos diferente puede dar un resultado distinto en las estimaciones de los importes recuperables de dichos activos y, por lo tanto, generar pérdidas o recupero de pérdidas por deterioro de valor adicionales.

Cuando el importe en libros excede el importe recuperable de una UGE se reconoce por dicho exceso de valor una pérdida en el resultado operativo en el estado de resultados integrales. Las pérdidas por deterioro de valor se distribuyen entre los activos de la UGE de forma proporcional a sus importes en libros, las cuales son consideradas para el cálculo de la depreciación o amortización.

La reversión de una pérdida por deterioro de valor se reconoce en el resultado operativo en el estado de resultados integrales. A tal efecto, el importe en libros de la UGE se incrementará hasta la estimación revisada de su importe recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros sin considerar la pérdida por deterioro de valor reconocida en períodos anteriores.

De acuerdo con la NIIF 6, la recuperabilidad de los derechos de exploración reconocidos en el rubro de “Activos intangibles” en el estado de situación financiera se evalúa por separado, cuando los hechos y circunstancias sugieran que el importe en libros de dichos activos puede superar a su importe recuperable y/o previo a su reclasificación a la cuenta de “Propiedad minera, pozos y equipos de explotación” del rubro de “Propiedades, planta y equipo” en el estado de situación financiera cuando su fiabilidad técnica y viabilidad comercial sean demostrables.

Medición del importe recuperable

El importe recuperable correspondiente a cada UGE se determina como el mayor valor entre (i) su valor razonable menos los costos de disposición, es decir, el precio que se recibiría en una transacción ordenada entre participantes del mercado por vender el activo, menos los costos de disposición de dichos activos cuando dicho valor esté disponible, sea razonablemente confiable y se base en negociaciones recientes con compradores potenciales u operaciones similares, y (ii) su valor en uso, es decir, las proyecciones de los flujos de efectivo generados por la explotación de los activos, basadas en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos respecto a las condiciones económicas que existirán durante la vida útil restante de los activos, empleando resultados pasados y expectativas de evolución del negocio y de desarrollo del mercado, descontados a una tasa que refleje el costo promedio ponderado del capital empleado.

Para el cálculo del valor en uso, entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones de los flujos de efectivo de las principales UGEs se destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos, productos refinados y productos petroquímicos, la regulación vigente, la estimación de costos e inversiones. La evaluación de circunstancias particulares y las variables utilizadas en las proyecciones de los flujos de efectivo implican la utilización de estimaciones (ver Nota 2.c)).

2.b.6) Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las asociadas y los negocios conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional (ver Nota 10).

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

De acuerdo con este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo en el rubro de “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos” en el estado de situación financiera, y su valor contable aumenta o disminuye para reconocer la participación del inversor sobre el resultado de la asociada o negocio conjunto con posterioridad a la fecha de adquisición, el cual se refleja en el rubro de “Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos” en el estado de resultados integrales. Asimismo, su valor contable aumenta o disminuye para reconocer los aportes y dividendos que hayan afectado el patrimonio de la asociada o negocio conjunto. La inversión incluye, en caso de corresponder, la llave de negocio identificada en la adquisición.

Los acuerdos conjuntos en virtud de los cuales el Grupo ha acordado contractualmente compartir el control con otra parte, se clasifican como negocios conjuntos cuando las partes tienen derechos sobre los activos netos del acuerdo conjunto, o como operaciones conjuntas (ver Nota 2.b.1) apartado “Operaciones conjuntas”) cuando las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados con el acuerdo conjunto.

Las inversiones en entidades sobre las que se tiene derecho a ejercer una influencia significativa, pero no el control ni el control conjunto se clasifican como asociadas.

Para la valuación de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada período, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible y las transacciones entre el Grupo y las sociedades relacionadas que hubieran modificado el patrimonio de estas últimas. Ver Nota 2.b.1) apartado “Bases de consolidación”.

Las participaciones en sociedades con patrimonio negativo se exponen en el rubro de “Otros pasivos” en el estado de situación financiera.

A la fecha de cierre de cada período, el Grupo revisa si existe algún indicio de que estas inversiones pudieran haber sufrido un deterioro de valor o recupero de una pérdida por deterioro de valor reconocida en períodos anteriores. De existir tal indicio, se estima el importe recuperable de la inversión. En caso de reconocer un deterioro de valor o recupero de una pérdida por deterioro de valor reconocida en períodos anteriores, éste se reconoce en el rubro de “Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos” en el estado de resultados integrales.

2.b.7) Instrumentos financieros

La clasificación de los activos financieros que realiza el Grupo está determinada por el modelo de negocio para gestionar dichos activos y las características de los flujos de efectivo contractuales.

Un activo financiero se mide a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones: (i) el objetivo del modelo de negocio del Grupo sea mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales; y (ii) las condiciones contractuales establezcan cobros, en fechas específicas, únicamente de capital e intereses. Estos activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más los costos de la transacción incurridos y posteriormente se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva menos cualquier pérdida por deterioro de valor. Los resultados por bajas, modificaciones, reclasificaciones a valor razonable con cambios en resultados, deterioros de valor o los que resulten de aplicar la tasa de interés efectiva, se reconocen en el rubro de “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales.

Si un activo financiero no cumple con las condiciones mencionadas para medirlo a costo amortizado, se mide a valor razonable con cambios en resultados. Estos activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y los costos de la transacción incurridos se reconocen como gastos en el resultado neto en el estado de resultados integrales. Los cambios en el valor razonable y los resultados por ventas de estos activos se reconocen en el rubro de “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales.

Las compras y ventas de activos financieros se reconocen en la fecha en la cual el Grupo se compromete a comprar o vender dichos activos. El Grupo reclasifica los activos financieros únicamente cuando cambia el modelo de negocio utilizado para gestionar dichos activos.

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable menos los costos de la transacción incurridos y posteriormente se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Los intereses de los instrumentos de deuda se reconocen en el rubro de “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales, excepto por los intereses que son capitalizados.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

En general, el Grupo utiliza el precio de la transacción para determinar el valor razonable de un instrumento financiero al momento de su reconocimiento inicial.

Deterioro de valor de activos financieros

El Grupo evalúa el deterioro de valor de sus activos financieros medidos a costo amortizado siguiendo el modelo de las pérdidas crediticias esperadas, reconociendo en el resultado del período el importe del cambio en las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo financiero como una ganancia o pérdida por deterioro de valor en la cuenta de “Deudores por cobro dudoso” en el resultado operativo en el estado de resultados integrales, y aplicando el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9 “Instrumentos financieros” para los créditos.

De acuerdo con la NIIF 9, las pérdidas crediticias esperadas se calculan mediante la elaboración de una matriz por tramos de vencimiento, agrupando los activos financieros en función del tipo de cliente: (i) partes relacionadas; (ii) sector público; y (iii) sector privado. Luego, se agrupan en base a determinadas características especiales indicativas de la capacidad de devolución del crédito tales como: (i) atrasos en los pagos; (ii) existencia de garantías; y (iii) existencia de un procedimiento judicial o en proceso de iniciar acciones legales tendientes al cobro, entre otros. Definido cada grupo, se asigna una tasa de pérdida crediticia esperada calculada en función al comportamiento de pago histórico ajustado a las condiciones económicas actuales y a las previsiones de las condiciones económicas futuras.

Baja y compensación

Los activos financieros se dan de baja cuando se han extinguido o transferido los derechos a recibir flujos de efectivo provenientes de dichas inversiones y los riesgos y beneficios relacionados con su titularidad.

Los pasivos financieros se dan de baja cuando se hayan extinguido, es decir, cuando la obligación haya sido pagada o cancelada, o haya expirado. Asimismo, el Grupo contabilizará una permuta de instrumentos financieros con condiciones sustancialmente diferentes como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero. De forma similar, el Grupo contabilizará una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero como una cancelación del pasivo financiero original y el reconocimiento de un nuevo pasivo financiero.

Los activos y pasivos financieros son compensados entre sí cuando existe un derecho legal de compensar dichos activos y pasivos y existe una intención de cancelarlos en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

2.b.8) Inventarios

Los inventarios se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (netos de descuentos, devoluciones y similares), de transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a los inventarios su ubicación y condiciones para ser comercializados, de acuerdo con la naturaleza del activo. El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los gastos de venta.

Para los productos destilados, la asignación de costos se efectúa en proporción al precio de venta de dichos productos (método del isomargen) debido a la dificultad asociada al reconocimiento de los costos de producción para cada producto en forma individual.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto de realización de los inventarios al cierre de cada período, imputando en el resultado neto en el estado de resultados integrales la corrección de su valor cuando éste se encuentre por encima de su valor neto de realización, y revirtiendo dicha corrección cuando cambien las circunstancias que la causaron.

2.b.9) Efectivo y equivalentes de efectivo

En el estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalentes de efectivo incluye el efectivo disponible, los depósitos a la vista en bancos y otras inversiones de corto plazo de alta liquidez con vencimientos originales de 3 meses o menos. No incluye adelantos en cuenta corriente, los cuales se exponen como préstamos.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

2.b.10) Patrimonio

Las cuentas de “Capital” y “Acciones propias en cartera” están conformadas por acciones ordinarias y se mantienen a su valor nominal. En las cuentas de “Ajuste de capital” y “Ajuste de acciones propias en cartera” se expone el ajuste por inflación efectuado según las Normas Contables Argentinas previo a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2011). La diferencia entre el monto suscripto de aumentos de capital y el valor nominal de las acciones emitidas se expone en la cuenta de “Primas de emisión”.

Cuando la Sociedad adquiere sus acciones propias a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones liquidables con instrumentos de patrimonio, el costo incurrido se expone en la cuenta de “Costo de adquisición de acciones propias”. La diferencia entre dicho costo incurrido y el valor devengado de los planes de beneficios basados en acciones expuesto en la cuenta de “Planes de beneficios basados en acciones”, se expone en la cuenta de “Primas de negociación de acciones propias” (ver Notas 31 y 38).

De acuerdo con el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, la Sociedad aplica la política contable de clasificar y acumular en las cuentas de “Reserva legal”, “Reserva para futuros dividendos”, “Reserva para inversiones”, “Reserva para compra de acciones propias” y “Resultados no asignados” las diferencias de conversión generadas por los resultados acumulados al inicio del ejercicio y del período junto con las partidas que les dieron origen (ver Nota 36.k) apartado “Efecto de conversión de los aportes de los propietarios”). Como consecuencia de la aplicación de esta política contable, la conversión de la moneda funcional a una moneda de presentación distinta no modifica la forma en la que se miden los elementos subyacentes, preservando tanto los resultados acumulados como los aportes de los propietarios en la moneda funcional en la que se generan. En este sentido, la cuenta de “Otros resultados integrales” comprende los ingresos y gastos reconocidos directamente en otros resultados integrales y las transferencias de dicha cuenta a cuentas del resultado del ejercicio, reservas o resultados no asignados, según se determina en las NIIF y por aplicación de esta política contable.

2.b.11) Planes de beneficios basados en acciones

El Grupo mantiene planes de beneficios basados en acciones cuyas características se mencionan en la Nota 38. Dichos planes se registran de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 2 “Pagos basados en acciones”:

- Los pagos por planes de beneficios basados en acciones liquidables con instrumentos de patrimonio se reconocen como un gasto lineal durante el período de servicio con base en la estimación del Grupo de la cantidad de instrumentos de patrimonio que se otorgarán considerando el valor razonable de los mismos a la fecha de concesión de los planes de beneficios con contrapartida en la cuenta de “Planes de beneficios basados en acciones” en el estado de cambios en el patrimonio. Al cierre de cada período, el Grupo revisa su estimación de acuerdo con el número de instrumentos de patrimonio que espera se otorguen como resultado de las condiciones de otorgamiento de cada plan de beneficios basado en acciones.

- Los pagos por planes de beneficios basados en acciones liquidables en efectivo se reconocen como un gasto lineal durante el período de servicio con base en la estimación del Grupo de la cantidad de instrumentos de patrimonio que se otorgarán con contrapartida en el rubro de “Remuneraciones y cargas sociales” en el estado de situación financiera medidos a su valor razonable. Los cambios en el valor razonable del pasivo son imputados en el resultado neto en el estado de resultados integrales. Al cierre de cada período, el Grupo revisa la estimación del número de instrumentos de patrimonio que se espera que se otorguen como resultado de las condiciones de otorgamiento distintas de las de mercado. El impacto de la revisión de las estimaciones originales, de corresponder, se reconocen en el estado de resultados integrales.

2.b.12) Ingresos

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

De acuerdo con la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”, el Grupo identifica los principales contratos con clientes (ver Nota 25) y evalúa los bienes y servicios comprometidos en los mismos para determinar las obligaciones de desempeño y su clasificación entre obligaciones de desempeño que se satisfacen en un momento determinado y a lo largo del tiempo.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

En los contratos relacionados con la venta de bienes, el ingreso se reconoce en el momento en que el control de los bienes es transferido al cliente final, lo que ocurre cuando se transfiere la posesión física del bien en el punto de entrega en base a los términos contractuales de los acuerdos. Cuando se satisface la obligación de desempeño en un momento determinado, el Grupo reconoce como ingreso el precio de la transacción que es el importe de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de esos bienes en función del precio de venta correspondiente a cada bien.

En los contratos de servicios y contratos de construcción existen obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo. En el caso de los contratos de servicios, el ingreso se reconoce a medida que los servicios se prestan efectivamente y de acuerdo con los términos contractuales de los acuerdos. En el caso de los contratos de construcción, el ingreso se reconoce midiendo el grado de avance hacia el cumplimiento de la obligación cuando el mismo puede ser medido con fiabilidad utilizando el método de los recursos como el método más apropiado en base a los términos contractuales de los acuerdos y considerando el margen final estimado de cada obra y su grado de avance al cierre del período.

Adicionalmente, y de acuerdo con los requerimientos de la NIIF 15, los ingresos se desglosan en las siguientes categorías: (i) tipo de bien o servicio; (ii) canales de venta; y (iii) mercado de destino, de acuerdo con los segmentos de negocio reportados (ver Notas 5 y 25).

Ingresos procedentes de esquemas de incentivos otorgados por el Estado Nacional

De acuerdo con la NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales”, los incentivos otorgados por el Estado Nacional son reconocidos a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirán los incentivos y se cumplan las condiciones relacionadas con ellos.

Los ingresos por incentivos otorgados por el Estado Nacional se presentan en la línea de “Incentivos otorgados por el Estado Nacional” del rubro de “Ingresos” en el estado de resultados integrales.

De acuerdo con los requerimientos de la NIC 20, la naturaleza y características de los incentivos otorgados por el Estado Nacional se describen en las Notas 36 y 37.

2.b.13) Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recuperará mediante una transacción de venta o disposición en lugar de mediante su uso continuo. Esta condición se considera cumplida sólo cuando la venta o disposición es altamente probable y el activo no corriente (o grupo de activos para su disposición) está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Los pasivos que forman parte de un grupo de activos para su disposición clasificados como mantenido para la venta, se presentan en el estado de situación financiera de forma separada de otros pasivos.

Tal como establece la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas”, para que una transacción de venta sea altamente probable el nivel apropiado de la Dirección de la Sociedad debe estar comprometido con un plan para vender el activo (o grupo de activos para su disposición) y debe haberse iniciado de forma activa un programa para encontrar un comprador y completar dicho plan. Además, el activo (o grupo de activos para su disposición) debe negociarse activamente para su venta a un precio que sea razonable en relación con su valor razonable menos los costos de venta. Adicionalmente, también se debe esperar que la transacción de venta cumpla con las condiciones para ser reconocida como una venta finalizada dentro del año siguiente a la fecha de la clasificación, con las excepciones permitidas por la NIIF 5, y las actividades requeridas para completar el plan de venta deben indicar que es poco probable que se realicen cambios significativos a dicho plan o que se cancele.

Una ampliación del período requerido para completar una venta no impide que un activo (o grupo de activos para su disposición) se clasifique como mantenido para la venta, si el retraso está causado por hechos o circunstancias fuera del control de la entidad y existen evidencias suficientes de que la entidad sigue comprometida con su plan de venta del activo (o grupo de activos para su disposición).

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Los activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta se miden al menor entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos de venta. Inmediatamente antes de la clasificación de un activo no corriente (o grupo de activos para su disposición) como mantenido para la venta, el importe en libros del activo no corriente (o grupo de activos para su disposición) se mide de acuerdo con las NIIF aplicables, incluida la NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”. El Grupo reconoce una pérdida por deterioro de valor del activo (o grupo de activos para su disposición) hasta el valor razonable menos los costos de venta. El Grupo reconoce una ganancia por cualquier incremento posterior derivado de la medición del valor razonable menos los costos de venta del activo, aunque sin superar la pérdida por deterioro de valor acumulada que haya sido reconocida previamente. Una ganancia o pérdida no reconocida previamente en la fecha de la venta del activo no corriente (o grupos de activos para su disposición) se reconoce en la fecha de su disposición.

El Grupo no deprecia ni amortiza los activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mientras esté clasificado como mantenido para la venta. No obstante, los intereses y otros gastos atribuibles a los pasivos asociados a los activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta continuarán reconociéndose en el estado de resultados integrales.

El Grupo considera que existe un indicador de pérdida por deterioro de valor según la NIC 36 cuando un activo no corriente (o grupo de activos para su disposición) cumple con todos los requisitos de la NIIF 5 para ser clasificado como mantenido para la venta antes de la aprobación de la emisión de los estados financieros (pero no al final del período que se informa), y el importe en libros de dicho activo no corriente (o grupo de activos para su disposición) excede su valor razonable menos los costos de disposición. En este caso, se requiere que el Grupo realice una revisión del deterioro de valor de dicho activo no corriente (o grupo de activos para su disposición) por separado de su UGE y, si fuera necesario, reconozca una pérdida por deterioro de valor de acuerdo con la NIC 36.

2.b.14) Nuevos estándares emitidos

Tal como lo requiere la NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”, a continuación se presentan y resumen las normas e interpretaciones emitidas por el IASB:

- **Normas e interpretaciones cuya aplicación resulta obligatoria a partir del 1 de enero de 2024 y por lo tanto han sido adoptadas por el Grupo, de corresponder**

Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de pasivos

En enero de 2020 el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 “Presentación de estados financieros” referentes a la clasificación de pasivos en corrientes y no corrientes, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2024.

Las modificaciones aclaran que la clasificación de los pasivos en corrientes y no corrientes:

- Debe basarse en los derechos existentes al final del período sobre el que se informa a diferir la liquidación en al menos 12 meses y hacer explícito que sólo los derechos vigentes al final del período que se informa deberían afectar la clasificación de un pasivo.
- No se ve afectada por las expectativas sobre si una entidad ejercerá su derecho a diferir la liquidación de un pasivo.
- La liquidación se refiere a la transferencia a la contraparte de efectivo, instrumentos de patrimonio u otros activos o servicios.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efectos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Modificaciones a la NIIF 16 - Arrendamientos

En septiembre de 2022 el IASB emitió modificaciones a la NIIF 16 relacionadas con la medición de los arrendamientos en transacciones de venta con arrendamiento posterior, dado que no especificaba como medir dichos arrendamientos en una fecha posterior a la fecha de su reconocimiento inicial, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2024.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Tras dichas modificaciones a la NIIF 16, el pasivo por arrendamiento originado en una venta con arrendamiento posterior requiere que el vendedor-arrendatario mida el pasivo por arrendamiento de forma tal que no reconozca un resultado por el derecho de uso que retiene, sin impedir que reconozca un resultado por la terminación parcial o total del arrendamiento.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efectos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Modificaciones a la NIC 1 - Pasivos no corrientes con cláusulas de compromisos asumidos ("covenants")

En octubre de 2022 el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 relacionadas con la clasificación de pasivos no corrientes que incluyen covenants, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2024.

Las modificaciones aclaran que la clasificación de los acuerdos de préstamos con covenants como pasivos no corrientes puede verse afectada cuando una entidad deba cumplir dicho covenant en o antes de la fecha del período que se informa aun cuando el covenant se evalúe posteriormente.

Adicionalmente, se incorporan ciertos requisitos adicionales de revelación en nota que permita comprender a los usuarios de los estados financieros el riesgo de que el pasivo no corriente pueda convertirse en exigible dentro de los 12 meses siguientes al período que se informa.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efectos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Modificaciones a la NIC 7 y NIIF 7 - Acuerdos de financiación de proveedores

En mayo de 2023 el IASB emitió modificaciones a la NIC 7 "Estado de flujos de efectivo" y NIIF 7 "Instrumentos financieros: Información a revelar" relacionadas con los acuerdos de financiación de proveedores, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2024.

Dichas modificaciones introducen nuevos requerimientos de revelación de información cualitativa y cuantitativa en los estados financieros anuales asociadas a los acuerdos de financiación de proveedores tales como condiciones contractuales, saldos de los pasivos financieros, liquidaciones realizadas y/o vencimientos, entre otros. Estas modificaciones no requieren la revelación de información comparativa.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efectos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Normas e interpretaciones cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y no han sido adoptadas por el Grupo**

El 15 de agosto de 2023 se publicó en el BO la Resolución General CNV N° 972/2023, la cual indica que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones para las emisoras que presenten estados financieros ante la CNV, excepto que dicho organismo la admita específicamente. En este sentido el Grupo no aplicó de forma anticipada estas NIIF y/o sus modificaciones.

Modificaciones a las NIIF 10 y NIC 28 - Venta o aporte de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

En septiembre de 2014 el IASB modificó las NIIF 10 y NIC 28 para clarificar que en transacciones que involucren una entidad controlada, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en los estados financieros depende de si la entidad controlada vendida o contribuida constituye un negocio de acuerdo con la NIIF 3 "Combinaciones de negocios". En diciembre de 2015 el IASB pospuso indefinidamente la fecha de aplicación de dichas modificaciones.

Modificaciones a la NIC 21 - Ausencia de convertibilidad

En agosto de 2023 el IASB emitió modificaciones a la NIC 21 relacionadas con la metodología a aplicar ante la ausencia de convertibilidad entre dos monedas, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2025.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Dichas modificaciones eliminan la metodología a aplicar que describía la NIC 21 cuando había una pérdida temporal de convertibilidad entre dos monedas, e introducen la definición de convertibilidad entre monedas y un enfoque de análisis que requiere que cada entidad identifique si una moneda es convertible en otra para cada propósito específico para el que se obtendría dicha moneda siguiendo una serie de parámetros tales como una evaluación de si la moneda se obtiene en un plazo administrativo normal, la capacidad de obtener dicha moneda, entre otros. Una vez identificada la ausencia de convertibilidad entre dos monedas, se deberá estimar el tipo de cambio que represente aquél que se obtendría en una transacción ordenada entre participantes del mercado y que refleje las condiciones económicas. Estas modificaciones no especifican una metodología de estimación del tipo de cambio a utilizar, sino que la misma deberá ser desarrollada por cada entidad.

Adicionalmente, dichas modificaciones incorporan requerimientos de información a revelar como por ejemplo una descripción de las restricciones que generan la ausencia de convertibilidad, una descripción cualitativa y cuantitativa de las transacciones afectadas, los tipos de cambio utilizados y su metodología de estimación, una descripción de los riesgos a los que se encuentra expuesta la entidad por la ausencia de convertibilidad, entre otros.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo se encuentra en proceso de evaluar los efectos de la aplicación de estas modificaciones.

NIIF 18 “Presentación e información a revelar en los estados financieros”

En abril de 2024 el IASB emitió la NIIF 18 la cual reemplaza a la NIC 1, con el objetivo de brindar mejor información sobre el rendimiento financiero de las entidades mejorando su comparabilidad, y que resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2027.

La NIIF 18 introduce los siguientes requerimientos de información que pueden distinguirse en 2 grupos principales:

- Agrupar los ingresos y gastos en 3 categorías definidas: (i) operación; (ii) financiación; e (iii) inversión, e incluir determinados subtotales definidos, como por ejemplo el resultado operativo y el resultado antes de resultados financieros e impuesto a las ganancias, con el objetivo de mejorar la comparabilidad del estado de resultados integrales.
- En caso de incluir medidas de rendimiento definidas por el management, la entidad deberá revelar el motivo por el que dichas medidas son de utilidad para los usuarios de los estados financieros, su forma de cálculo, una reconciliación con el subtotal más directamente comparable del estado de resultados integrales, entre otros.

Adicionalmente, la NIIF 18 establece orientaciones más detalladas sobre cómo organizar la información dentro de los estados financieros y si la misma debe proporcionarse en los estados financieros principales o en notas, con el objetivo de mejorar la agrupación de la información en los estados financieros.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo se encuentra en proceso de evaluar los efectos de la aplicación de la NIIF 18, los cuales anticipa que serán significativos en cuanto a revelaciones y cambios de presentación en los estados financieros.

Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7 - Modificaciones a la clasificación y medición de instrumentos financieros

En mayo de 2024 el IASB emitió modificaciones a las NIIF 9 y NIIF 7 relacionadas con ciertas cuestiones sobre los requisitos de clasificación y medición de la NIIF 9 y de información a revelar de la NIIF 7, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2026:

- Introduce una opción de política contable para la baja en cuentas de un pasivo financiero cuando la liquidación se realice a través de un sistema de pagos electrónicos y se cumplan determinadas condiciones.
- Clarifica las evaluaciones que una entidad debe realizar sobre sus activos financieros, por ejemplo, para determinar si un instrumento financiero contiene únicamente flujos de efectivo correspondientes a capital e intereses, o si también incluye cláusulas de naturaleza contingente que podrían cambiar significativamente la distribución temporal o los montos de los flujos de efectivo contractuales.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

- Establece modificaciones en la información a revelar por una entidad respecto a inversiones en instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, y la exigencia de la divulgación de las condiciones contractuales que podrían modificar la distribución temporal o los montos de los flujos de efectivo contractuales en determinadas circunstancias.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo se encuentra en proceso de evaluar los efectos de la aplicación de estas modificaciones.

Mejoras anuales a las NIIF - Volumen 11

En julio de 2024 el IASB emitió el Volumen 11 del ciclo de mejoras anuales que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2026. En términos generales, las mejoras incluyen modificaciones y/o aclaraciones sobre ciertos párrafos, eliminan, añaden y/o actualizan referencias cruzadas, reemplazan términos y alinean redacciones entre distintas normas contables, entre otros.

A continuación, se resumen las principales normas modificadas:

Norma	Objeto de la modificación
NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”	Contabilidad de cobertura para una entidad que adopta por primera vez las NIIF
NIIF 7	Ganancias o pérdidas en la baja de cuentas
Guía de implementación NIIF 7	Información a revelar sobre la diferencia diferida entre valor razonable y precio de la transacción
	Introducción e información a revelar sobre riesgo crediticio
NIIF 9	Baja en cuentas de pasivos por arrendamientos
	Precio de la transacción
NIIF 10	Determinación de un “agente de facto”
NIC 7	Método del costo

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo se encuentra en proceso de evaluar los efectos de la aplicación de estas modificaciones.

Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7 - Contratos relativos a la electricidad de fuentes dependientes de la naturaleza

En diciembre de 2024 el IASB emitió modificaciones a las NIIF 9 y NIIF 7 relacionadas con contratos de electricidad de fuentes dependientes de la naturaleza, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2026:

- Clarifican la aplicación de los requisitos de “uso-propio”: Las modificaciones le permiten a una entidad utilizar la excepción de “uso-propio” en dichos contratos, usualmente de largo plazo, si la entidad ha sido y espera ser un comprador neto de electricidad en el plazo del contrato. La excepción de “uso-propio” libera a la entidad de medir dichos contratos a valor razonable con cambios en resultados.
- Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos son utilizados como instrumentos de cobertura: Los contratos que no califican bajo la excepción de “uso-propio” son considerados derivados y medidos a valor razonable con cambios en resultados.
- Agregan requisitos de revelación que permiten a los inversores comprender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de la entidad.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo se encuentra en proceso de evaluar los efectos de la aplicación de estas modificaciones.

NIIF 19 “Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar”

En mayo de 2024 el IASB emitió la NIIF 19, la cual no ha sido descripta por no ser de aplicación para los estados financieros consolidados del Grupo.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

2.c) Estimaciones significativas y fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que el Grupo realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los activos y pasivos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y gastos reconocidos en el ejercicio o período. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros consolidados.

A continuación se describen los supuestos relacionados con el futuro y otras fuentes clave de incertidumbre sobre las estimaciones realizadas para la preparación de los presentes estados financieros consolidados:

Reservas de petróleo y gas

El proceso de estimación de las reservas de petróleo y gas es complejo y es una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. Dicho proceso requiere juicios y estimaciones significativos basados en las reservas disponibles de petróleo y gas que se estiman utilizando datos geológicos, geofísicos, de ingeniería y económicos, lo cual implica un grado de incertidumbre y depende de ciertos factores, suposiciones y variables utilizadas en dicha estimación, algunas de las cuales están fuera del control del Grupo. Las reservas económicamente recuperables esperadas de petróleo y gas y los recursos han sido estimados por profesionales internos calificados basados en prácticas aceptadas en la industria de petróleo y gas.

El Grupo realiza estimaciones y supuestos relativos a las reservas probadas de petróleo y gas teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas por la Norma 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC para la industria de petróleo y gas, que se utilizan para el cálculo de las depreciaciones. Estas reservas probadas de petróleo y gas han sido estimadas por profesionales internos calificados y auditadas por DeGolyer y MacNaughton. Ver Nota 2.b.3) apartado “Métodos de depreciación y vidas útiles”.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2024, el Grupo realiza estimaciones de recursos y reservas en el marco del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System, “PRMS”). Estas estimaciones son consistentes con los planes de gestión de la Sociedad, con foco en las actividades e inversiones en yacimientos no convencionales, que considera es una de las palancas en las que se basa la estrategia de YPF. DeGolyer and MacNaughton Corp. (“DeGolyer and MacNaughton”), una firma de consultoría internacional de petróleo y gas independiente, ha evaluado las reservas de petróleo y gas económicamente recuperables y los recursos estimados de YPF bajo PRMS, y los resultados de esta evaluación no difieren significativamente de las estimaciones de YPF. Dichas estimaciones incorporan varios factores y supuestos que incluyen, entre otros: performance esperada de los yacimientos basadas en evaluaciones geológicas, geofísicas y de ingeniería; volúmenes de producción futuros basados en el desempeño histórico y las actividades operativas y de inversión futuras esperadas; precios futuros del petróleo y gas; y costos futuros de desarrollo y operación.

La Dirección de la Sociedad considera que estos factores y supuestos son razonables con base en la información disponible al momento de preparar nuestras estimaciones. Sin embargo, estas estimaciones pueden cambiar sustancialmente a medida que se disponga de datos adicionales sobre las actividades de desarrollo en curso y el desempeño de la producción y a medida que cambien las condiciones económicas que afectan los precios del petróleo y gas y los costos.

Dicho volumen estimado de reservas de petróleo y gas y recursos, el cual está directamente asociado a proyectos, inversiones y planes de negocio, se utiliza para la evaluación de la recuperabilidad de los activos de Upstream y reflejan las reservas y recursos que el Grupo actualmente pretende desarrollar basándose en las mejores estimaciones del management de YPF de los volúmenes de producción futuros. Ver Notas 2.b.5) y 2.c) apartado “Provisión para deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos por derecho de uso”.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Provisiones

Las obligaciones legales o asumidas por el Grupo se reconocen, miden y presentan de acuerdo con la NIC 37 “Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes”. Las provisiones incluyen tanto a las obligaciones cuya ocurrencia no depende de hechos futuros (como la provisión para gastos de medioambiente y la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos), como así también a aquellas obligaciones cuya concreción depende de la ocurrencia de un hecho futuro que se encuentra fuera del control del Grupo (como la provisión para juicios y contingencias).

Excepto por la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y la provisión para gastos de medioambiente cuyas fechas de desembolso se estiman sobre la base de planes de trabajo, en la provisión para juicios y contingencias no corriente, dadas las características de los conceptos incluidos, no es posible estimar razonablemente un calendario específico de los plazos de las erogaciones correspondientes.

En relación con la provisión para juicios y contingencias, el resultado final de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por el Grupo a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones de la cuantía de daños. En este sentido, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias y la estrategia que se defina en cada caso, podría tener un efecto significativo en la provisión para juicios y contingencias reconocida o en la calificación otorgada por el Grupo.

En relación con la provisión para gastos de medioambiente, el Grupo está sujeto a diversas leyes y regulaciones de protección del medioambiente, las cuales imponen sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medioambiente resultantes de su operatoria. La Sociedad considera que las operaciones del Grupo se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medioambiente actualmente vigentes, tal como han sido históricamente interpretadas y aplicadas. No obstante, periódicamente se realizan estudios a fin de profundizar el conocimiento de la situación ambiental de determinadas zonas geográficas en las que el Grupo tiene actividades, a fin de establecer su estado y remediaciones necesarias. Hasta tanto no se finalicen y evalúen dichos estudios, el Grupo no se encuentra en condiciones de estimar costos adicionales, si los hubiere, en los que sería necesario incurrir.

En relación con la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, considerando la cantidad de pozos no abandonados aún, como así también, la complejidad respecto a las diversas áreas geográficas en donde están localizados, los costos corrientes para el abandono de pozos de hidrocarburos son utilizados para estimar los costos futuros que constituyen la mejor estimación de la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos. Los cambios en las leyes o regulaciones relacionadas con el abandono de pozos de hidrocarburos, en los costos, en las vidas útiles de los pozos de hidrocarburos, en las tasas de descuento y/o en las tecnologías aplicadas impactan en la reevaluación de esas estimaciones. Las políticas contables aplicadas sobre la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos se detallan en la Nota 2.b.3).

El Grupo no puede predecir cuáles serán las legislaciones o reglamentaciones que se promulgarán en el futuro o de qué manera se administrarán las reglamentaciones futuras y por ello podrían, al igual que los estudios en curso, afectar significativamente los resultados de las operaciones en el largo plazo.

En relación con ciertas provisiones y pasivos y activos contingentes, el Grupo, de acuerdo con la dispensa establecida en la NIC 37, ha decidido no revelar cierta información crítica que podría perjudicarla seriamente en los reclamos realizados por terceras partes.

Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio incluye el cargo por impuesto corriente y diferido, el cual se determina y expone de acuerdo con la NIC 12. El Grupo evalúa regularmente las posiciones adoptadas en las declaraciones juradas de impuestos con respecto a situaciones en las que las normas impositivas están sujetas a interpretaciones y constituye provisiones cuando sea apropiado en base a las sumas que se esperan pagar a las autoridades fiscales.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

Para la valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias se consideran las leyes impositivas aprobadas, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente finalizado a la fecha de cierre de cada período que se informa en los países en los que el Grupo opera y genera ganancias gravadas. Asimismo, se consideran otros factores como la evaluación de opciones provistas por dichas leyes y su reglamentación, interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y hechos que no están previstos de forma expresa por las leyes impositivas vigentes analizando si la autoridad fiscal podría aceptar un tratamiento impositivo incierto, y estimaciones relacionadas con la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos, como la tasa impositiva que se espera esté vigente a dicho momento.

La aplicación de las leyes tributarias locales requiere interpretación y, en consecuencia, implica la aplicación de juicio y está abierta a impugnación por parte de las autoridades fiscales pertinentes, generando incertidumbre. La incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias se establece de acuerdo con la CINIIF 23 “La incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias” con base en una evaluación del rango de resultados tributarios probables y reflejando la solidez de los argumentos técnicos. En tal sentido, se evalúa si corresponde considerar el tratamiento fiscal incierto por separado o en conjunto con otros tratamientos fiscales inciertos que pudieran existir sobre la base del enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre, y posteriormente se evalúa si es probable que la autoridad fiscal pertinente acepte el tratamiento fiscal o que tenga éxito en la última instancia legal aplicable. En caso contrario, si el Grupo concluye que no es probable que la autoridad acepte un tratamiento impositivo incierto reflejará el efecto de la incertidumbre para registrar el tratamiento impositivo incierto sobre la base del método del importe más probable o del valor esperado, dependiendo de qué método el Grupo espera que prediga mejor la resolución de la incertidumbre. Al realizar esta evaluación, el Grupo utiliza conocimientos y experiencia tributaria de profesionales internos calificados y toma en consideración el asesoramiento tributario de asesores externos.

Los activos por impuesto diferido reconocen los quebrantos impositivos en la medida en que su compensación a través de ganancias impositivas futuras sea probable. Al evaluar el reconocimiento de los activos por impuestos diferidos, el Grupo considera la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria. Los supuestos sobre la generación de ganancias gravadas futuras dependen de las estimaciones del Grupo sobre los flujos de efectivo futuros. En la medida en que los flujos de efectivo futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados podría verse afectada.

Adicionalmente, los cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones pueden impactar en dichas estimaciones. Ver Nota 18.

Provisión para deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos por derecho de uso

Los principales lineamientos utilizados en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos por derecho de uso se detallan en la Nota 2.b.5).

La medición del importe recuperable de un activo implica estimaciones del Grupo sobre asuntos inciertos tales como los efectos de la inflación y la deflación sobre los costos, la tasa de descuento, los volúmenes de reservas, la distribución en el tiempo de los niveles de producción asociados a dichas reservas y los precios futuros de los productos, incluidas las perspectivas de las condiciones de oferta y demanda de los mercados local e internacional para el petróleo, el gas natural y los productos refinados, las cuales afectan los precios de venta considerados en las proyecciones de los flujos de efectivo. Las estimaciones realizadas por el Grupo están sujetas a cambios en la medida que se disponga de nueva información.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (cont.)

En lo que respecta a la medición de las UGEs que agrupan activos de campos con reservas de petróleo y gas se utilizan proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los campos, limitados en la mayoría de los casos por la finalización de las concesiones de explotación, acuerdos o contratos de inversión. Las proyecciones de los flujos de efectivo se determinan utilizando la mejor estimación del Grupo sobre los precios de venta futuros del petróleo y gas natural, los volúmenes de reservas, la distribución en el tiempo de los niveles de producción asociados a dichas reservas, las inversiones futuras, los costos de producción, las tasas de agotamiento de los campos, la demanda y oferta de los mercados local e internacional, la legislación actual, las condiciones contractuales, entre otros factores. Las estimaciones de reservas y recursos utilizadas en las proyecciones de flujos de efectivo para el cálculo del valor en uso reflejan las reservas y recursos que el Grupo espera desarrollar. Asimismo, las proyecciones de los flujos de efectivo futuros estimados incluyen una porción de reservas no probadas y recursos en función de los riesgos específicos de las UGEs. El importe recuperable de las UGEs que agrupan activos de campos con reservas de petróleo y gas se determina utilizando una combinación de inputs que incluyen reservas probadas, un cierto volumen de reservas no probadas, un cierto volumen de recursos contingentes y volúmenes de producción. Ver Nota 2.c) apartado “Reservas de petróleo y gas”.

Las proyecciones de los flujos de efectivo de las UGEs que agrupan activos distintos a los mencionados en el párrafo anterior se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución proyectada de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos, costos variables y niveles de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los planes de negocio y teniendo en cuenta el estado actual de cada grupo de activos. Asimismo, las proyecciones de flujos de efectivo hasta el final de la vida útil del activo se estiman extrapolando las proyecciones de flujos de efectivo basados en presupuestos o pronósticos, utilizando las tasas de descuento apropiadas.

Los precios considerados en las proyecciones de flujos de efectivo se basan en una combinación de proyecciones disponibles en los mercados en los que opera el Grupo, y considerando las circunstancias particulares que pudieran afectar a los diferentes productos que comercializa el mismo. En términos generales, el Grupo no considera los precios o márgenes temporalmente bajos (o altos) como una indicación de deterioro de valor (o reversión de una pérdida por deterioro de valor). La evaluación por deterioro de valor refleja fundamentalmente los precios a largo plazo que son consistentes con puntos intermedios entre los rangos máximos y mínimos observados en el mercado y que están en el rango de pronósticos de precios publicados por terceros expertos de la industria de petróleo y gas y agencias gubernamentales. Los precios de gas natural corresponden al precio promedio ponderado por cuenca y canal de venta, determinados de acuerdo con los contratos y regulaciones vigentes y al pronóstico de oferta y demanda del mercado.

2.d) Información comparativa

Los importes y otra información financiera correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, se han realizado cambios en las cifras comparativas en las Notas 5 y 25 de acuerdo con lo mencionado en la Nota 5.

Adicionalmente, a partir del presente ejercicio, el Grupo ha realizado un cambio de presentación de las partidas en el rubro de “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales (ver Nota 29). Dicho cambio tiene por objeto proporcionar información más relevante y detallada sobre el origen de los resultados financieros y los efectos de las transacciones o condiciones que afectan a la situación financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo del Grupo tales como intereses y diferencias de cambio generados por préstamos, entre otros; y mejorar la comparabilidad de los estados financieros del Grupo con otras compañías en el mercado. La información comparativa para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido reexpresada. El rubro de “Ingresos financieros” en el estado de resultados integrales disminuyó en 1.762.670 y 261.352 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente; el rubro de “Costos financieros” en el estado de resultados integrales disminuyó en 1.180.743 y 188.913 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente; y el rubro de “Otros resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales se incrementó en 581.927 y 72.439 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. Dicho cambio no tuvo efectos en los estados de situación financiera, estados de cambios en el patrimonio, estados de flujos de efectivo, resultados financieros, netos y resultado neto del Grupo.

3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

A continuación se describen las adquisiciones y disposiciones más relevantes de sociedades que tuvieron lugar durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

Disolución de las sociedades YPF Holdings, YCLH Holdings, Inc. e YPF Services USA Corp

El 5 de enero de 2024 la Secretaría de Estado del Estado de Delaware ("Secretary of State of the State of Delaware") de Estados Unidos aprobó, con fecha efectiva el 28 de diciembre de 2023, la disolución de YPF Holdings, YCLH Holdings, Inc. (subsidiaria controlada al 100% por YPF Holdings) e YPF Services USA Corp.

Disolución de la sociedad YPF International

El 6 de mayo de 2024 el Servicio Plurinacional de Registro de Comercio ("SEPREC") de Bolivia aprobó la disolución y liquidación de YPF International.

Adquisición de Mobil Argentina S.A.

El 17 de diciembre de 2024 la Sociedad celebró un acuerdo de compraventa de acciones con ExxonMobil Argentina Upstream B.V., ExxonMobil Exploration and Production Gemini B.V. y QatarEnergy Argentina Holdings LLC (en conjunto, los "Vendedores") mediante el cual, sujeto al cumplimiento de condiciones de cierre establecidas en dicho acuerdo, YPF adquirió el 100% de las acciones y el capital social de Mobil Argentina S.A. ("MASA").

MASA posee el 54,45% de la concesión de explotación no convencional Sierra Chata en la Provincia de Neuquén. La participación remanente es de titularidad de Pampa Energía S.A., operador de dicha concesión.

El 29 de enero de 2025 ("fecha de adquisición"), habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre, se perfeccionó la venta y transferencia por parte de los Vendedores a YPF del 100% de las acciones y el capital social de MASA. El monto de la transacción ascendió a U$S 327 millones. A partir de la fecha de adquisición, MASA continuará operando bajo la denominación social de SC Gas S.A.U. ("SC Gas"), siendo YPF su único accionista.

La transacción descripta califica como una combinación de negocios de acuerdo con la NIIF 3 "Combinaciones de negocios".

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados y en virtud del reciente cierre de la transacción, el Grupo se encuentra en proceso de determinación del impacto contable de dicha transacción. En consecuencia, no es posible desglosar la información requerida por la NIIF 3 en relación con la medición de los activos adquiridos y los pasivos asumidos a sus valores razonables a la fecha de adquisición y el impacto en los resultados y en los flujos de efectivo del Grupo por la registración de esta adquisición.

Venta de la participación en YPF Brasil

El 23 de diciembre de 2024 la Sociedad celebró un acuerdo de compraventa de acciones con GMZ HOLDING LTDA. e IGP HOLDING PARTICIPAÇÕES S.A., con la intervención de USIQUÍMICA DO BRASIL LTDA. como garante de la operación (en conjunto, los "Compradores"), mediante el cual, sujeto al cumplimiento de condiciones de cierre establecidas en dicho acuerdo, YPF transfirió el 100% de las acciones y el capital social de YPF Brasil, subsidiaria de YPF.

El 31 de enero de 2025, habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre, se perfeccionó la venta y transferencia por parte de YPF a los Compradores del 100% de las acciones y el capital social de YPF Brasil. El precio de venta de la transacción acordado por las partes ascendió a U$S 2,3 millones. Asimismo, YPF le ha otorgado a los Compradores, bajo ciertos términos y condiciones, una licencia y autorización para producir y comercializar productos en Brasil bajo las marcas de lubricantes de YPF.

Al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con la NIIF 5 y considerando que la transacción implica la pérdida de control de la subsidiaria, los activos y pasivos de YPF Brasil han sido clasificados como mantenidos para la venta en los rubros de "Activos mantenidos para la venta" y "Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta", respectivamente, en el estado de situación financiera; y han sido medidos al menor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta ("valor razonable"). Por lo mencionado precedentemente, la Sociedad reconoció un cargo por deterioro de valor en el rubro de "Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios" en el estado de resultados integrales por 2.794 al 31 de diciembre de 2024.

3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (cont.)

En base al cierre del acuerdo de compraventa de acciones mencionado precedentemente y considerando el valor razonable de los activos y pasivos de YPF Brasil, a la fecha de cierre de la transacción, el resultado por venta no tuvo efectos significativos. Asimismo, las diferencias de conversión acumuladas en la cuenta de “Otros resultados integrales” en el estado de cambios en el patrimonio y reclasificadas a la cuenta de “Resultados no asignados” por la pérdida de control de la subsidiaria ascienden a una pérdida de 851.

El siguiente cuadro muestra los principales activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados por la participación de YPF en YPF Brasil al 31 de diciembre de 2024:

Activos mantenidos para la venta	**2024**
Propiedades, planta y equipo	4.696
Inventarios	6.990
Otros créditos	1.639
Créditos por ventas	7.822
Efectivo y equivalentes de efectivo	666
Subtotal	21.813
Eliminaciones	(38)
Total	21.775

Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	**2024**
Provisiones	1.331
Impuesto a las ganancias a pagar	832
Cargas fiscales	832
Remuneraciones y cargas sociales	666
Préstamos	7.157
Cuentas por pagar	8.654
Subtotal	19.472
Eliminaciones	(896)
Total	18.576

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades del Grupo lo exponen a una variedad de riesgos financieros: Riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de liquidez y riesgo de crédito. Dentro del Grupo se ejercen funciones de gestión del riesgo con respecto a los riesgos financieros que surgen de instrumentos financieros a los que el Grupo está expuesto durante un período o a una fecha determinada.

A continuación se describen los principales riesgos que podrían tener un efecto adverso significativo en la estrategia del Grupo, su desempeño, los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Los riesgos enumerados a continuación no se presentan siguiendo un particular orden de importancia relativa o probabilidad de ocurrencia.

Los análisis de sensibilidad al riesgo de mercado que se incluyen más adelante se basan en el cambio en uno de los factores mientras todos los demás se mantienen constantes. En la práctica es poco probable que así ocurra, y los cambios en varios factores pueden tener correlación, por ejemplo, en variaciones en la tasa de interés y variaciones en el tipo de cambio.

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

Los análisis de sensibilidad sólo brindan una visión limitada en un punto en el tiempo. El impacto real sobre los instrumentos financieros del Grupo podría variar significativamente con respecto al impacto que se muestran en los análisis de sensibilidad.

- **Administración del riesgo de mercado**

El riesgo de mercado al cual el Grupo se encuentra expuesto consiste en la posibilidad de que la valuación de los activos y pasivos financieros como así también ciertos flujos de fondos esperados podrían verse afectados ante cambios en los tipos de cambio, en las tasas de interés o en otras variables de precios.

A continuación se expone una descripción de los riesgos mencionados como así también un detalle de la magnitud a la cual el Grupo se encuentra expuesto y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

Riesgo de tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de YPF está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF es el dólar, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso (la moneda de curso legal en Argentina).

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados del Grupo, relacionado principalmente con la exposición de sus activos y pasivos, excluyendo las partidas no monetarias y los instrumentos financieros nominados en la moneda funcional de YPF y sus subsidiarias, al 31 de diciembre de 2024:

	Incremento (+) / Disminución (-) en el tipo de cambio	Ganancia (Pérdida)
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias	+10%	(17.415)
	-10%	17.415

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024 el tipo de cambio correspondiente al peso respecto del dólar sufrió una variación del 28%.

Asimismo, en base a los requerimientos dispuestos por el BCRA para el acceso al Mercado de Cambios, el Grupo mantiene una estrategia activa en la administración de la liquidez, utilizando distintos instrumentos financieros y derivados, de considerarlo conveniente (ver Nota 36.h)).

Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés por los préstamos e inversiones en activos financieros. Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar a los ingresos y costos por intereses de los activos y pasivos financieros sujetos a una tasa de interés variable.

La estrategia del Grupo para cubrir el riesgo de tasa de interés se basa en mantener porcentajes relativamente bajos de deuda a tasa variable y, de considerarlo conveniente, utilizar instrumentos financieros derivados.

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

A continuación, se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2024, según el tipo de tasa de interés aplicable:

	Activos financieros [1]	Pasivos financieros [2]
Tasa de interés fija	393.326	8.651.797
Tasa de interés variable	7.148	562.695
Total [3]	400.474	9.214.492

(1) Incluye saldos por colocaciones transitorias a corto plazo y créditos de naturaleza comercial con acuerdos de pago que devengan interés. No incluye el resto de los créditos de naturaleza comercial que mayoritariamente no devengan interés.
(2) Incluye saldos por préstamos (ver Nota 22). No incluye los pasivos de naturaleza comercial que mayoritariamente no devengan interés ni los pasivos por arrendamientos.
(3) Incluye capital e intereses.

Los saldos por préstamos a tasa de interés variable representan un 6% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2024 e incluyen prefinanciaciones de exportaciones, financiaciones de importaciones y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. El capital a tasa de interés variable está sujeto a las oscilaciones de las tasas SOFR y BADLAR, del cual 537.375 devenga una tasa de interés SOFR más un margen entre 0,90% y 8,50%, y 1.189 una tasa de interés BADLAR más un margen del 10%.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 el Grupo concertó operaciones con contratos de intercambio de tasas de interés.

En relación con los activos financieros a tasa de interés variable, se incluyen los créditos de naturaleza comercial, los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés.

En el cuadro a continuación se detalla la estimación del impacto en el resultado neto ante una variación en las tasas de interés variables en más o menos 100 puntos básicos (“p.b.”) al 31 de diciembre de 2024:

	Incremento (+) / Disminución (-) en las tasas de interés	Ganancia (Pérdida)
Efecto en el resultado neto del ejercicio	+100 p.b.	(5.954)
	-100 p.b.	5.954

Riesgo de precio

El Grupo está expuesto al riesgo de precio propio de las inversiones en instrumentos financieros clasificadas como a valor razonable con cambios en resultados (ver Nota 6). El Grupo monitorea permanentemente la evolución de los precios de las mismas para detectar fluctuaciones significativas.

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a las fluctuaciones de los precios de los commodities como así tampoco al riesgo de precio propio de las inversiones en activos financieros.

Al 31 de diciembre de 2024 las cotizaciones de los títulos públicos valuados a valor razonable se vieron afectadas favorablemente por las circunstancias macroeconómicas (ver Nota 6 apartado “Estimaciones de valor razonable”). Al 31 de diciembre de 2024 el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 852.798.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los precios de las inversiones en instrumentos financieros en el resultado antes de impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2024:

	Incremento (+) / Disminución (-) en los precios	Ganancia (Pérdida)
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias	+10%	85.280
	-10%	(85.280)

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

La política de precios del Grupo con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales y locales del petróleo, los precios internacionales de productos refinados, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las fluctuaciones en el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportación, los impuestos locales, márgenes domésticos para los productos, entre otros. La expectativa del Grupo es alinear, a través del tiempo, los precios locales con los de los mercados internacionales, procurando, a su vez, mantener una relación razonable entre los precios locales de los crudos y los combustibles, sin considerar fluctuaciones de corto plazo, sin embargo, la exposición al riesgo de precio dependerá de otros factores críticos que también se consideran en la política de precios del Grupo (incluyendo, pero no limitado a, cambios en el tipo de cambio o en los precios internacionales, o potenciales limitaciones legales o regulatorias, u otras limitaciones que afecten la capacidad de los mercados de enfrentar cambios de precios), y que por ende puede llevar al Grupo a no poder mantener dicha relación si la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales de petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el tipo de cambio se mantienen en el futuro. Durante 2024 las entregas de petróleo fueron negociadas entre productores y refinadores o empresas comercializadoras.

- **Administración del riesgo de liquidez**

El riesgo de liquidez se encuentra asociado a la incapacidad de disponer de los fondos necesarios para hacer frente a las obligaciones tanto en el corto plazo como así también en el mediano y largo plazo. El Grupo pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2024 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 1.151.868, considerando efectivo por 314.096 y otros activos financieros líquidos por 837.772 incluidos en el rubro “Efectivo y equivalentes de efectivo” en el estado de situación financiera (ver Nota 16). Adicionalmente, el Grupo cuenta con otras inversiones de libre disponibilidad por 401.382 incluidas en el rubro de “Inversiones en activos financieros” en el estado de situación financiera (ver Nota 15). Las líneas de crédito bancarias no comprometidas junto con los mercados de capitales local e internacional nos proporcionan una fuente importante de financiamiento. Asimismo, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

En base a los requerimientos dispuestos por el BCRA para el acceso al Mercado de Cambios sobre los vencimientos de capital de endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera programados hasta el 31 de diciembre de 2024, el Grupo ha dado por cumplidas todas las disposiciones emitidas. Ver Nota 36.h).

En el cuadro a continuación se analizan los vencimientos de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2024:

	2024						
	Vencimiento						
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	Total
Pasivos financieros							
Pasivos por arrendamientos	381.146	217.952	103.002	45.229	22.793	29.534	799.656
Préstamos	1.964.777	1.909.167	1.362.904	1.128.941	859.547	1.989.156	9.214.492
Otros pasivos (1)	146.134	41.284	35.277	-	-	-	222.695
Cuentas por pagar (1)	2.955.722	480	-	-	-	3.626	2.959.828
	5.447.779	2.168.883	1.501.183	1.174.170	882.340	2.022.316	13.196.671

(1) Incluye flujos de efectivo contractuales sin descontar dado que los valores descontados no difieren significativamente de los valores nominales.

Mayoritariamente los préstamos del Grupo contienen covenants, dentro de los que se incluyen compromisos financieros asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de deuda de cobertura de servicios de deuda, afectación negativa por fallos judiciales materiales adversos (ver Notas 17, 33 y 34), entre otros.

Bajo los términos de los contratos de préstamos financieros y ON, si el Grupo incumpliera un covenant o no pudiera remediarlo en el plazo estipulado, estaría en incumplimiento (“default”), situación que limitaría su liquidez y, dado que la mayoría de sus préstamos contienen disposiciones de incumplimiento cruzado, podría resultar en una exigibilidad anticipada de sus obligaciones.

El Grupo monitorea trimestralmente el cumplimiento de los covenants y, al 31 de diciembre de 2024, ha dado cumplimiento a todos los covenants asumidos.

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

- **Administración del riesgo de crédito**

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

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individualmente. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente y la determinación de límites de crédito para todos sus clientes y terceros, alineados con las mejores prácticas utilizando para ello tanto antecedentes internos vinculados a los mismos, como así también fuentes externas de datos.

Los instrumentos financieros del Grupo que potencialmente están sujetos al riesgo de concentración crediticia consisten principalmente en los saldos de efectivo y equivalentes de efectivo, inversiones en activos financieros, créditos por ventas y otros créditos. El Grupo invierte sus excesos temporarios de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, el Grupo otorga crédito a sus clientes y a ciertas sociedades relacionadas.

Asimismo, se imputa en el resultado neto en el estado de resultados integrales el cargo por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes.

Las provisiones por créditos de cobro dudoso se determinan de acuerdo con lo mencionado en la Nota 2.b.7) apartado “Deterioro de valor de activos financieros”.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2024, distinguiendo por tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante diversos tipos de garantías, se detalla a continuación:

	Exposición máxima
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.151.868
Inversiones en activos financieros	401.382
Otros activos financieros	1.834.569

Considerando la exposición máxima al riesgo de crédito en función de la concentración de contrapartes, los créditos y las inversiones con el Estado Nacional, sus dependencias directas y sociedades con participación estatal ascienden a 754.856 y representan un 22%, mientras que los restantes deudores del Grupo se encuentran diversificados.

A continuación, se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2024:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de 3 meses	54.726	7
Vencidos entre 3 y 6 meses	47.462	1.206
Vencidos con más de 6 meses	90.094	2.343
	192.282	3.556

Al 31 de diciembre de 2024, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 63.545 y la provisión para otros créditos de cobro dudoso a 27.019. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas crediticias esperadas en relación con las cuentas por cobrar.

Política de garantías

Como respaldo de los límites de crédito concedidos a sus clientes, el Grupo posee diversos tipos de garantías otorgadas por los mismos. En el segmento de estaciones de servicio y distribuidores, donde existen generalmente vínculos de largo plazo con los clientes, se destacan las garantías reales como las hipotecas. En el caso de clientes del exterior, priman las fianzas solidarias de sus casas matrices. En el segmento de industrias y transporte, se prioriza la obtención de fianzas bancarias. Con menor representatividad dentro del conjunto, el Grupo también cuenta con otro tipo de garantías obtenidas como seguros de crédito y garantías cliente-proveedor, entre otras.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por 1.043.423, 762.909 y 154.657 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 el Grupo no ejecutó garantías significativas.

5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO

Los distintos segmentos de negocio en los que se estructura la organización del Grupo tienen en consideración las diferentes actividades de las que pueden obtener ingresos e incurrir en gastos. Dicha estructura organizativa se fundamenta en la forma en la que la máxima autoridad en la toma de decisiones analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento, considerando asimismo la estrategia de negocios del Grupo.

La información por segmentos de negocio es presentada en dólares, la moneda funcional de la Sociedad (ver Nota 2.b.1)), de manera consistente con cómo se reporta la información con la cual la máxima autoridad en la toma de decisiones asigna recursos y evalúa el rendimiento de los segmentos de negocio.

La estructura de los segmentos de negocio está organizada de la siguiente manera:

- **Upstream**

  El segmento de negocio de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración y explotación de yacimientos y a la producción de petróleo y gas natural.

  Obtiene sus ingresos principalmente por: (i) la venta del petróleo producido al segmento de negocio de Downstream; y (ii) la venta del gas natural producido y del gas natural retenido en planta al segmento de negocio de Gas y Energía.

  Incurre en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas.

  Con fecha 1 de julio de 2024 ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos, incluidos previamente en el segmento de negocio de Upstream, han sido agrupados en Administración Central y Otros. Asimismo, la información comparativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido reexpresada.

- **Downstream**

  El segmento de negocio de Downstream desarrolla actividades relativas a: (i) la refinación de petróleo y producción de productos petroquímicos; (ii) la logística relativa al transporte de petróleo hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y productos petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas; (iii) la comercialización de productos refinados y productos petroquímicos obtenidos de estos procesos; (iv) la comercialización de petróleo; y (v) la comercialización de especialidades para la agroindustria y de granos y sus subproductos.

  Obtiene sus ingresos principalmente por la comercialización de petróleo, productos refinados, productos petroquímicos y especialidades para la agroindustria y granos y sus subproductos. Estas operaciones son desarrolladas a través de los negocios B2C (Retail), B2B (Industrias, Transporte, Aviación, Agro, Lubricantes y Especialidades), GLP, Química, Comercio Internacional y Transporte y Ventas a Compañías.

  Incurre en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de: (i) petróleo al segmento de negocio de Upstream y a terceros; (ii) gasolina y gas natural para ser consumidos en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de negocio de Gas y Energía; y (iii) propano y butano para su comercialización al segmento de negocio de Gas y Energía.

- **Gas y Energía**

  El segmento de negocio de Gas y Energía desarrolla actividades relativas a: (i) el transporte de gas natural a terceros y al segmento de negocio de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de la terminal de regasificación de GNL en Escobar, a través de la contratación de un buque regasificador; (iii) el transporte, acondicionamiento y procesamiento del gas natural retenido en planta para la separación y fraccionamiento de gasolina, propano y butano; (iv) la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas; y (v) el almacenamiento del gas natural producido. Asimismo, a través de sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos desarrolla actividades relativas a: (i) la separación de líquidos de gas natural y su fraccionamiento, almacenaje y transporte para la producción de etano, propano, butano y gasolina; (ii) la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable; y (iii) la producción, almacenamiento, distribución y venta de fertilizantes.

5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO (cont.)

Obtiene sus ingresos principalmente por la venta de gas natural como productores a terceros y al segmento de negocio de Downstream, la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas, la venta de gasolina, propano y butano al segmento de negocio de Downstream, y la prestación de servicios de regasificación de GNL.

Incurre en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de gas natural y del gas natural retenido en planta al segmento de Upstream.

- **Administración Central y Otros**

  Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo que no se encuadran en los segmentos de negocio antes mencionados, ni constituyen segmentos de negocio reportables, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

  Con fecha 1 de julio de 2024 ciertos activos relacionados con la producción de arena de fractura para la perforación y fractura de pozos, incluidos previamente en el segmento de negocio de Upstream, han sido agrupados en Administración Central y Otros. Asimismo, la información comparativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido reexpresada.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por el Grupo, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo y los activos de cada segmento de negocio han sido determinados después de los ajustes de consolidación.

5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO (cont.)

	En millones de dólares						En millones de pesos
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Ajustes de consolidación (1)	Total	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024							
Ingresos	50	15.813	2.618	812	-	19.293	17.895.031
Ingresos intersegmento	8.225	77	397	1.072	(9.771)	-	-
Ingresos	8.275	15.890	3.015	1.884	(9.771)	19.293	17.895.031
Resultado operativo	515 (3)	1.306	146	(371)	(116)	1.480	1.157.238
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	45	352	(1)	-	396	358.335
Resultados financieros, netos						(695)	(545.125)
Resultado antes de impuesto a las ganancias						1.181	970.448
Impuesto a las ganancias						1.212	1.152.367
Resultado neto del ejercicio						2.393	2.122.815
Inversiones en propiedades, planta y equipo	4.177	1.151	142	130	-	5.600	5.356.529
Inversiones en activos por derecho de uso	211	181	24	28	-	444	439.400
Activo	12.795	10.428	3.500	2.896	(228)	29.391	30.287.297
Información adicional							
Depreciación de propiedades, planta y equipo (2)	1.809	492	54	91	-	2.446	2.260.099
Amortización de activos intangibles	-	29	13	1	-	43	42.144
Depreciación de activos por derecho de uso	154	84	31	1	-	270	247.871
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios (4)	79	3	-	5	-	87	87.902
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023							
Ingresos	32	14.888	2.017	374	-	17.311	5.484.544
Ingresos intersegmento	7.211	100	357	781	(8.449)	-	-
Ingresos	7.243	14.988	2.374	1.155	(8.449)	17.311	5.484.544
Resultado operativo	(1.915) (3)	896	(3)	(282)	56	(1.248)	(1.469.271)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	10	84	-	-	94	(30.909)
Resultados financieros, netos						897	620.884
Resultado antes de impuesto a las ganancias						(257)	(879.296)
Impuesto a las ganancias						(1.020)	(653.449)
Resultado neto del ejercicio						(1.277)	(1.532.745)
Inversiones en propiedades, planta y equipo	4.717	1.140	178	156	-	6.191	2.343.821
Inversiones en activos por derecho de uso	363	19	22	-	-	404	230.883
Activo	10.869	9.916	2.282	2.086	(118)	25.035	20.202.123
Información adicional							
Depreciación de propiedades, planta y equipo (2)	2.437	464	44	71	-	3.016	907.474
Amortización de activos intangibles	-	30	7	-	-	37	15.116
Depreciación de activos por derecho de uso	131	71	19	-	(1)	220	66.025
Deterioro de propiedades, planta y equipo (4)	2.288	-	-	-	-	2.288	1.614.373

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO (cont.)

	En millones de dólares						En millones de pesos
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Ajustes de consolidación [1]	Total	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022							
Ingresos	51	16.016	2.304	386	-	18.757	2.526.466
Ingresos intersegmento	7.134	109	391	779	(8.413)	-	-
Ingresos	7.185	16.125	2.695	1.165	(8.413)	18.757	2.526.466
Resultado operativo	1.306 [3]	1.523	90	(401)	(36)	2.482	297.616
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	23	428	(5)	-	446	58.082
Resultados financieros, netos						128	43.478
Resultado antes de impuesto a las ganancias						3.056	399.176
Impuesto a las ganancias						(822)	(108.912)
Resultado neto del ejercicio						2.234	290.264
Inversiones en propiedades, planta y equipo	3.378	837	78	166	-	4.459	643.471
Inversiones en activos por derecho de uso	204	102	-	-	-	306	45.328
Activo	11.317	9.530	3.215	2.018	(168)	25.912	4.588.159
Información adicional							
Depreciación de propiedades, planta y equipo [2]	1.935	477	48	91	-	2.551	338.019
Amortización de activos intangibles	-	29	12	2	-	43	6.252
Depreciación de activos por derecho de uso	140	59	20	-	(5)	214	28.300
Deterioro de propiedades, planta y equipo [4]	123	-	-	-	-	123	18.427

(1) Corresponde a la eliminación entre segmentos de negocio del Grupo.
(2) Incluye la depreciación del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo.
(3) Incluye US$ (133) millones, US$ (21) millones y US$ (26) millones de perforaciones exploratorias improductivas al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022.
(4) Ver Notas 2.b.8), 2.c), 8, 11 y 12.

La distribución de los ingresos y los activos no corrientes por área geográfica se desglosan en las Notas 7, 8, 9 y 25.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

Los siguientes cuadros muestran los activos y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con el rubro expuesto en el estado de situación financiera, según corresponda. Debido a que los rubros de “Otros créditos”, “Otros pasivos” y “Cuentas por pagar” en el estado de situación financiera contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como créditos impositivos y créditos y pasivos en especie, entre otros), la conciliación se muestra en las columnas de “Activos no financieros” y “Pasivos no financieros”.

Activos financieros

	2024				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos [1]	302.124	-	302.124	642.856	944.980
Créditos por ventas [2]	1.532.445	-	1.532.445	201.380	1.733.825
Inversiones en activos financieros	-	401.382	401.382	-	401.382
Efectivo y equivalentes de efectivo	700.452	451.416	1.151.868	-	1.151.868
	2.535.021	852.798	3.387.819	844.236	4.232.055

	2023				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos [1]	187.338	-	187.338	248.583	435.921
Créditos por ventas [2]	858.368	-	858.368	-	858.368
Inversiones en activos financieros	127.808	91.604	219.412	-	219.412
Efectivo y equivalentes de efectivo	829.007	76.949	905.956	-	905.956
	2.002.521	168.553	2.171.074	248.583	2.419.657

	2022				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos [1]	43.489	-	43.489	139.042	182.531
Créditos por ventas [2]	290.426	-	290.426	-	290.426
Inversiones en activos financieros	79.124	13.029	92.153	-	92.153
Efectivo y equivalentes de efectivo	77.350	59.524	136.874	-	136.874
	490.389	72.553	562.942	139.042	701.984

(1) No incluye la provisión para otros créditos de cobro dudoso.
(2) No incluye la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso.

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

Pasivos financieros

	2024				
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	799.656	-	799.656	-	799.656
Préstamos	9.214.492	-	9.214.492	-	9.214.492
Otros pasivos	222.695	-	222.695	276.075	498.770
Cuentas por pagar	2.959.828	-	2.959.828	12.710	2.972.538
	13.196.671	-	13.196.671	288.785	13.485.456

	2023				
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	536.598	-	536.598	-	536.598
Préstamos	6.609.071	-	6.609.071	-	6.609.071
Otros pasivos	186.699	-	186.699	1.962	188.661
Cuentas por pagar	1.869.332	-	1.869.332	5.994	1.875.326
	9.201.700	-	9.201.700	7.956	9.209.656

	2022				
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	100.285	-	100.285	-	100.285
Préstamos	1.255.004	-	1.255.004	-	1.255.004
Otros pasivos	5.661	-	5.661	-	5.661
Cuentas por pagar	445.400	-	445.400	10.045	455.445
	1.806.350	-	1.806.350	10.045	1.816.395

Las ganancias y pérdidas de los instrumentos financieros y no financieros son imputadas a las siguientes categorías:

	2024		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Ingresos financieros	124.589	-	124.589
Costos financieros	(1.029.538)	-	(1.029.538)
Diferencias de cambio, netas	96.425	(28.604)	67.821
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	226.573	226.573
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(1.333)	(1.333)
Programa de Incremento Exportador [1]	-	2.676	2.676
Resultado por transacciones con activos financieros	-	(1.959)	(1.959)
Resultado por la posición monetaria neta	66.046	-	66.046
	(742.478)	197.353	(545.125)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

	2023		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Ingresos financieros	144.328	-	144.328
Costos financieros	(372.206)	-	(372.206)
Diferencias de cambio, netas	664.956	(83.029)	581.927
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	113.697	113.697
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	1.863	1.863
Programa de Incremento Exportador (1)	-	7.962	7.962
Resultado por transacciones con activos financieros (2)	-	25.864	25.864
Resultado por la posición monetaria neta	117.449	-	117.449
	554.527	66.357	620.884

	2022		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Ingresos financieros	46.459	-	46.459
Costos financieros	(129.743)	-	(129.743)
Diferencias de cambio, netas	85.384	(12.945)	72.439
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	19.186	19.186
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(1.130)	(1.130)
Programa de Incremento Exportador	-	-	-
Resultado por transacciones con activos financieros	-	-	-
Resultado por la posición monetaria neta	36.267	-	36.267
	38.367	5.111	43.478

(1) Ver Nota 36.h).
(2) Ver Nota 29.

Determinación del valor razonable

La NIIF 13 “Medición del valor razonable” define el valor razonable de los instrumentos financieros como el monto por el cual un activo puede ser intercambiado o un pasivo financiero puede ser cancelado entre partes independientes, debidamente informadas y con intención de realizar la transacción. Todos los instrumentos financieros medidos a valor razonable son asignados a uno de los niveles de jerarquía de valuación de la NIIF 13 (así como también los préstamos medidos a costo amortizado, cuyo valor razonable es revelado debajo en el apartado “Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros medidos a costo amortizado”). Esta jerarquía de valuación comprende 3 niveles:

(i) Nivel 1: La valuación se basa en precios de cotización sin ajustar en mercados activos para idénticos activos o pasivos que el Grupo pueda tomar como referencia a la fecha de cierre del período que se informa. Un mercado se considera activo si las transacciones se llevan a cabo con cierta frecuencia y se dispone de suficiente información de precios en forma permanente. Un precio de cotización en un mercado activo proporciona la evidencia más fiable del valor razonable y se utilizará sin ajustar para medir el valor razonable siempre que esté disponible.

(ii) Nivel 2: El valor razonable se determina utilizando métodos de valuación basados en información observable en el mercado de forma directa e indirecta. Si el instrumento financiero posee un plazo determinado, los datos para la valuación deben ser observables durante la totalidad de ese período.

(iii) Nivel 3: El Grupo utiliza técnicas de valuación que no están basadas en información observable en el mercado. Esto sólo es permitido en la medida que dicha información no se encuentra disponible. Los datos reflejan las estimaciones que tendría en cuenta cualquier participante del mercado para fijar los precios. El Grupo utiliza la mejor información disponible, inclusive datos internos.

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

Los siguientes cuadros presentan los activos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable con cambios en resultados al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

	2024			
Activos financieros	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Inversiones en activos financieros:				
- Títulos públicos	392.011	-	-	392.011
- Títulos privados - ON	9.371	-	-	9.371
	401.382	-	-	401.382
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	451.416	-	-	451.416
	451.416	-	-	451.416
	852.798	-	-	852.798

	2023			
Activos financieros	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Inversiones en activos financieros:				
- Títulos públicos	91.604	-	-	91.604
- Títulos privados - ON	-	-	-	-
	91.604	-	-	91.604
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	76.949	-	-	76.949
	76.949	-	-	76.949
	168.553	-	-	168.553

	2022			
Activos financieros	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Inversiones en activos financieros:				
- Títulos públicos	13.029	-	-	13.029
- Títulos privados - ON	-	-	-	-
	13.029	-	-	13.029
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	59.524	-	-	59.524
	59.524	-	-	59.524
	72.553	-	-	72.553

El Grupo no posee pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Estimaciones de valor razonable

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 la valuación de los instrumentos financieros a valor razonable del Grupo se vio afectada favorablemente por un aumento de las cotizaciones de los títulos públicos como consecuencia de una mejora en el contexto macroeconómico local.

La política del Grupo es reconocer las transferencias entre las distintas jerarquías de valuación en el momento en el que ocurren o cuando hay cambios en las circunstancias que causan la transferencia. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 no se han producido transferencias entre las diferentes jerarquías utilizadas para determinar el valor razonable de los instrumentos financieros del Grupo.

Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros medidos a costo amortizado

El valor razonable estimado de los préstamos, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para ON y tasas de interés ofrecidas al Grupo (Nivel 3) para el remanente de los préstamos, ascendió a 9.079.899, 6.090.387 y 1.029.019 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

El valor razonable de otros créditos, créditos por ventas, efectivo y equivalentes de efectivo, otros pasivos y cuentas por pagar medidos a costo amortizado, no difiere significativamente de su importe en libros.

7. ACTIVOS INTANGIBLES

	2024	2023	2022
Valor residual de activos intangibles	546.765	328.574	75.086
Provisión por deterioro de activos intangibles	(40.938)	(32.057)	(7.034)
	505.827	296.517	68.052

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen	93.124	14.010	45.705	152.839
Amortización acumulada	66.452	-	38.913	105.365
Saldos al 31 de diciembre de 2021	26.672	14.010	6.792	47.474
Costos				
Aumentos	3.483	-	691	4.174
Efecto de conversión	68.572	9.893	27.427	105.892
Ajuste por inflación (1)	-	-	6.363	6.363
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(4.346)	-	(4.346)
Amortización acumulada				
Aumentos	3.560	-	2.692	6.252
Efecto de conversión	49.484	-	26.628	76.112
Ajuste por inflación (1)	-	-	2.107	2.107
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Valor de origen	165.179	19.557	80.186	264.922
Amortización acumulada	119.496	-	70.340	189.836
Saldos al 31 de diciembre de 2022	45.683	19.557	9.846	75.086
Costos				
Aumentos	15.827	-	1.665	17.492
Efecto de conversión	597.564	69.276	236.678	903.518
Ajuste por inflación (1)	-	-	29.098	29.098
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(96)	7	(89)
Amortización acumulada				
Aumentos	8.805	-	6.311	15.116
Efecto de conversión	439.609	-	227.961	667.570
Ajuste por inflación (1)	-	-	13.845	13.845
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Valor de origen	778.570	88.737	347.634	1.214.941
Amortización acumulada	567.910	-	318.457	886.367
Saldos al 31 de diciembre de 2023	210.660	88.737	29.177	328.574
Costos				
Aumentos	80.146	-	14.218	94.364
Efecto de conversión	223.954	24.583	85.173	333.710
Ajuste por inflación (1)	-	-	52.369	52.369
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	52.373	52.373
Amortización acumulada				
Aumentos	25.017	-	17.127	42.144
Efecto de conversión	160.502	-	81.135	241.637
Ajuste por inflación (1)	-	-	30.945	30.945
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	(101)	(101)
Valor de origen	1.082.670	113.320	551.767	1.747.757
Amortización acumulada	753.429	-	447.563	1.200.992
Saldos al 31 de diciembre de 2024	329.241	113.320	104.204	546.765

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los activos intangibles de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

7. ACTIVOS INTANGIBLES (cont.)

A continuación, se describe la evolución de la provisión por deterioro de activos intangibles por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	32.057	7.034	4.460
Efecto de conversión	8.881	25.023	2.574
Saldo al cierre del ejercicio	40.938	32.057	7.034

Asimismo, de acuerdo con el requerimiento de la NIIF 8 “Segmentos de operación”, los activos intangibles se localizan geográficamente en Argentina.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2024	2023	2022
Valor residual de propiedades, planta y equipo	20.049.632	16.568.207	3.233.211
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(229.813)	(137.679)	(26.671)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	(512.396)	(2.137.101)	(106.234)
	19.307.423	14.293.427	3.100.306

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

La evolución de las propiedades, planta y equipo del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación		Equipamiento de refinerías y plantas petroquímicas	Equipos de transporte	Materiales y equipos en depósito	Perforaciones y obras en curso	Perforaciones exploratorias en curso	Muebles y útiles e instalaciones	Equipos de comercialización	Infraestructura para distribución de gas natural	Otros bienes	Total	
Valor de origen	137.967	4.900.829		854.492	50.297	108.514	289.356	4.228	82.716	135.472	102.111	88.626	6.754.608	
Depreciación acumulada	67.325	4.127.030		525.484	34.619	-	-	-	72.058	89.234	52.044	65.186	5.032.980	
Saldos al 31 de diciembre de 2021	70.642	773.799	(1)	329.008	15.678	108.514	289.356	4.228	10.658	46.238	50.067	23.440	1.721.628	
Costos														
Aumentos	141	49.165	(4)	9.433	1.654	129.830	441.811	6.152	181	-	-	5.104	643.471	(6)
Efecto de conversión	86.377	3.647.068		634.515	32.957	75.915	218.533	2.401	58.485	99.489	-	47.208	4.902.948	
Ajuste por inflación (5)	19.713	-		-	5.440	2.060	6.441	-	3.239	-	96.791	23.621	157.305	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	3.095	271.295		38.007	3.058	(105.285)	(268.710)	(6.299)	2.599	3.004	6.171	384	(52.681)	(3)
Depreciación acumulada														
Aumentos	3.971	279.232	(4)	49.531	3.579	-	-	-	7.319	8.814	3.326	4.611	360.383	
Efecto de conversión	42.174	3.087.200		397.826	22.904	-	-	-	52.743	67.230	-	36.278	3.706.355	
Ajuste por inflación (5)	10.376	-		-	3.617	-	-	-	2.872	-	49.332	15.453	81.650	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(55)	(4.752)		(55)	(1.079)	-	-	-	8	(1.349)	(1.475)	(171)	(8.928)	
Valor de origen	247.293	8.868.357		1.536.447	93.406	211.034	687.431	6.482	147.220	237.965	205.073	164.943	12.405.651	
Depreciación acumulada	123.791	7.488.710		972.786	63.640	-	-	-	135.000	163.929	103.227	121.357	9.172.440	
Saldos al 31 de diciembre de 2022	123.502	1.379.647	(1)	563.661	29.766	211.034	687.431	6.482	12.220	74.036	101.846	43.586	3.233.211	
Costos														
Aumentos	476	410.064	(4)	28.572	4.713	399.126	1.449.234	43.380	2.094	2	-	6.160	2.343.821	(6)
Efecto de conversión	740.062	32.899.284		5.592.370	364.539	810.807	3.080.941	62.942	520.981	869.318	-	409.631	45.350.875	
Ajuste por inflación (5)	85.662	-		-	26.522	9.196	22.135	-	14.415	-	433.540	105.507	696.977	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	9.141	671.825		34.455	56.467	(272.424)	(666.690)	(7.763)	15.754	8.713	14.559	(2.370)	(138.333)	(3)
Depreciación acumulada														
Aumentos	9.712	799.009	(4)	107.853	11.660	-	-	-	11.237	19.124	8.011	13.087	979.693	
Efecto de conversión	375.211	27.962.627		3.646.639	207.294	-	-	-	476.315	611.179	-	319.916	33.599.181	
Ajuste por inflación (5)	46.142	-		-	17.401	-	-	-	12.880	-	218.230	71.627	366.280	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(220)	(21.601)		-	(2.133)	-	-	-	-	(2.234)	(26)	(596)	(26.810)	
Valor de origen	1.082.634	42.849.530		7.191.844	545.647	1.157.739	4.573.051	105.041	700.464	1.115.998	653.172	683.871	60.658.991	
Depreciación acumulada	554.636	36.228.745		4.727.278	297.862	-	-	-	635.432	791.998	329.442	525.391	44.090.784	
Saldos al 31 de diciembre de 2023	527.998	6.620.785	(1)	2.464.566	247.785	1.157.739	4.573.051	105.041	65.032	324.000	323.730	158.480	16.568.207	

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos argentinos, y a menos que se indique lo contrario)

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación		Equipamiento de refinerías y plantas petroquímicas	Equipos de transporte	Materiales y equipos en depósito	Perforaciones y obras en curso	Perforaciones exploratorias en curso		Muebles y útiles e instalaciones	Equipos de comercialización	Infraestructura para distribución de gas natural	Otros bienes	Total	
Valor de origen	1.082.634	42.849.530		7.191.844	545.647	1.157.739	4.573.051	105.041		700.464	1.115.998	653.172	683.871	60.658.991	
Depreciación acumulada	554.636	36.228.745		4.727.278	297.862	-	-	-		635.432	791.998	329.442	525.391	44.090.784	
Saldos al 31 de diciembre de 2023	527.998	6.620.785	(1)	2.464.566	247.785	1.157.739	4.573.051	105.041		65.032	324.000	323.730	158.480	16.568.207	
Costos															
Aumentos	507	175.785	(4)	82.395	28.183	1.191.783	3.753.330	107.648		2.210	-	-	14.688	5.356.529	(6)
Efecto de conversión	240.319	6.913.347		2.031.025	135.356	288.903	1.067.400	10.202		180.482	320.721	-	140.517	11.328.272	
Ajuste por inflación (5)	155.605	-		-	50.009	16.763	24.791	-		31.817	-	769.175	185.137	1.233.297	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(81.297)	(20.558.160)		311.632	(8.984)	(1.049.173)	(3.162.649)	(162.656)		6.390	177.438	(4.730)	(40.697)	(24.572.886)	(3) (7)
Depreciación acumulada															
Aumentos	26.316	1.973.824		342.722	38.468	-	-	-		36.186	67.073	25.870	32.778	2.543.237	
Efecto de conversión	123.342	5.510.439		1.350.293	67.335	-	-	-		165.544	226.056	-	109.961	7.552.970	
Ajuste por inflación (5)	81.978	-		-	33.454	-	-	-		22.907	-	387.951	131.921	658.211	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(52.381)	(20.701.202)		(57)	(47.621)	-	-	-		(34.141)	(11.851)	(12.806)	(30.572)	(20.890.631)	(7)
Valor de origen	1.397.768	29.380.502		9.616.896	750.211	1.606.015	6.255.923	60.235		921.363	1.614.157	1.417.617	983.516	54.004.203	
Depreciación acumulada	733.891	23.011.806		6.420.236	389.498	-	-	-		825.928	1.073.276	730.457	769.479	33.954.571	
Saldos al 31 de diciembre de 2024	663.877	6.368.696	(1)	3.196.660	360.713	1.606.015	6.255.923	60.235	(2)	95.435	540.881	687.160	214.037	20.049.632	

(1) Incluye 148.096, 217.209 y 58.927 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.
(2) Corresponde a 9 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2024. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha se ha iniciado la perforación de 8 pozos, 13 pozos han sido imputados a gastos de exploración y 12 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta de "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación".
(3) Incluye 1.851, 1.113 y 382 de valor residual imputado a la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.
(4) Incluye 175.785, 409.372 y 47.323 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente, y 10.260 y 3.405 de recupero de depreciaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.
(5) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las propiedades, planta y equipo de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.
(6) Incluye 27.988, 16.787 y 5.814 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente; incluye 18.950, 1.714 y 614 correspondientes al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente. Adicionalmente, incluye 54.645, 20.484 y 7.439 correspondientes a la capitalización de la depreciación de activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente (ver Nota 9); y 8.229, 3.627 y 1.790 correspondientes a la capitalización de la actualización financiera del pasivo por arrendamiento al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente (ver Nota 21).
(7) Incluye 23.924.294 y 20.852.844 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, reclasificados al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Notas 2.b.13) y 11.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

El Grupo capitaliza los costos financieros por préstamos como parte del costo de las propiedades, planta y equipos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 la tasa de capitalización ha sido del 7,22%, 7,89% y 8,19%, respectivamente, y el monto activado por dicho concepto ha ascendido a 5.600, 4.468 y 1.606, respectivamente.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	137.679	26.671	12.576
Aumentos con cargo a resultados	53.312	8.914	4.775
Disminuciones con cargo a resultados	-	-	-
Aplicaciones por utilización	(1.851)	(1.113)	(382)
Efecto de conversión	39.513	102.592	9.624
Ajuste por inflación (1)	1.160	615	78
Saldo al cierre del ejercicio	229.813	137.679	26.671

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión para materiales y equipos obsoletos de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.

A continuación se describe la evolución de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	2.137.101	106.234	66.793
Aumentos con cargo a resultados	67.084	1.614.373	18.427
Aplicaciones por utilización	-	-	-
Depreciaciones (1)	(283.138)	(72.219)	(22.364)
Efecto de conversión	180.250	485.524	42.678
Ajuste por inflación (2)	5.117	3.189	700
Reclasificaciones (3)	(1.594.018)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	512.396	2.137.101	106.234

(1) Se incluyen en la línea de "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en el estado de resultados integrales, ver Nota 27.
(2) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.
(3) Incluye 1.594.018 reclasificados al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Notas 2.b.13), 3 y 11.

El Grupo estima el importe recuperable de las propiedades, planta y equipo de acuerdo con los lineamientos y la metodología mencionada en las Notas 2.b.5) y 2.c).

El Grupo monitorea permanentemente las perspectivas de los negocios donde opera. A nivel general, analiza variables macroeconómicas como los índices de precios y la devaluación de la moneda, entre otros; y en particular para el mercado de gas natural, el volumen de demanda a cubrir y los precios de venta de gas natural.

En relación con el mercado de gas natural, en los últimos años se establecieron incentivos para incrementar la producción local de gas natural. A partir de 2018 y 2019, se observó un exceso de oferta a partir de la mayor producción en campos no convencionales, frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año, situación infrecuente en el pasado, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones. Esta situación generó una reducción en el precio de venta del gas natural en el mercado local, lo cual generó una caída en la producción de gas natural debido a la falta de incentivos para desarrollar proyectos. Consecuentemente, el 16 de noviembre de 2020 el Gobierno Nacional aprobó el Plan GasAr 2020-2024 con el objetivo de viabilizar inversiones para aumentar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del mercado local. Posteriormente, y con el mismo objetivo, el 4 de noviembre de 2022 el Gobierno Nacional aprobó el Plan GasAr 2023-2028. En este marco, YPF asumió compromisos de producción de gas natural en las cuencas Neuquina y Noroeste. Ver Nota 36.d.1).

Al 30 de septiembre de 2022, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral de 14.108 (9.170 neto del impuesto a las ganancias), generado principalmente por incrementos en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuesto a las ganancias utilizada al 30 de septiembre de 2022 fue del 14,63%.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral adicional de 4.319 (2.808 neto del impuesto a las ganancias), generado principalmente por la menor producción esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuesto a las ganancias utilizada al 31 de diciembre de 2022 fue del 14,80%, siendo el importe recuperable después de impuesto a las ganancias a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Austral de 11.428. Asimismo, al 31 de diciembre de 2022 el importe en libros de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es 457.731 y se aproximaba a su importe recuperable, por lo tanto, el Grupo no reconoció en el ejercicio finalizado a dicha fecha cargos por deterioros de valor o reversiones de pérdidas por deterioros de valor reconocidas previamente, motivado principalmente por el cumplimiento del Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 en cuenca Neuquina.

Al 30 de septiembre de 2023, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 176.769 (114.900 neto del impuesto a las ganancias), generado por una combinación de variables, incluida, principalmente, una mayor competencia en el mercado local de gas natural que se estima pueda redundar en una reducción de los precios de gas natural en el mediano y largo plazo y en una consecuente adecuación de nuestra producción. La tasa de descuento después de impuesto a las ganancias utilizada al 30 de septiembre de 2023 fue del 14,89%. Asimismo, al 31 de diciembre de 2023 el importe en libros de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es 1.936.680 y se aproxima a su importe recuperable.

El 29 de febrero de 2024 (ver Notas 11 y 35.b) apartado “Proyecto Campos Maduros”) el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocio de Upstream, principalmente campos maduros relacionados con las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina esperando que el valor razonable menos los costos de venta sea menor que su importe en libros. La Sociedad consideró que éste era un indicador de pérdida por deterioro de valor según la NIC 36. En consecuencia, la Sociedad realizó una revisión del deterioro de valor por separado de su UGE y reconoció un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo por 1.437.603 (934.442 neto del impuesto a las ganancias) al 31 de diciembre de 2023, considerando los activos netos y el importe recuperable de cada grupo de activos para su disposición.

Considerando que la mayoría de las transacciones de activos de petróleo y gas en Argentina durante los últimos años están relacionadas con bloques donde los principales yacimientos son formaciones no convencionales (específicamente, la formación Vaca Muerta), y para las transacciones que podrían considerarse comparables con los activos evaluados en cada grupo de activos para su disposición, la información pública disponible fue insuficiente para concluir sobre un valor razonable en mercados activos para activos idénticos a los de cada grupo de activos para su disposición (Nivel 1), o inputs distintos de los precios incluidos en el Nivel 1 que son observables para los activos directa o indirectamente (Nivel 2), el importe recuperable para cada grupo de activos para su disposición se determinó aplicando una técnica de valuación de activos comúnmente utilizada en la industria de petróleo y gas, que es la técnica de análisis de flujos de fondos descontados. Esta técnica de valuación se considera de Nivel 3 en la jerarquía del valor razonable debido a los datos no observables utilizados en la valuación, que representa la medición del valor razonable menos los costos de venta. Para estimar los flujos de efectivo descontados de los grupos de activos para su disposición, la Sociedad trabajó estrechamente con un valuador independiente no relacionado con el Grupo, con las calificaciones apropiadas, para establecer las técnicas de valuación apropiadas y los inputs del modelo.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

Esta técnica de valuación requirió proyecciones de producción, gastos operativos, inversiones, costos de abandono de pozos de hidrocarburos, regalías e impuestos y la fecha de finalización de las concesiones. Los supuestos clave a los que los importes recuperables de los grupos de activos para su disposición son más sensibles son la producción, los precios del petróleo y del gas natural, la tasa de descuento y las variables macroeconómicas. Los valores de las reservas se expresaron en términos de ingresos brutos futuros, ingresos netos futuros, valor presente y considerando una extensión de 10 años de la finalización de ciertas concesiones que expiran en el corto plazo. Los ingresos netos futuros se calcularon deduciendo de los ingresos brutos futuros las regalías pagadas en efectivo, los gastos operativos, las inversiones, los costos de abandono de pozos de hidrocarburos, los impuestos a la producción e impuesto a las ganancias. Los gastos operativos incluyen gastos operativos de los bloques, gastos de transporte y procesamiento y una asignación de gastos generales que se relaciona directamente con las actividades de producción. Las inversiones incluyen costos de perforación y terminación, costos de instalaciones y costos de mantenimiento. Los costos de abandono de pozos de hidrocarburos son aquellos costos asociados con la remoción de instalaciones, taponamiento de pozos y recuperación y restauración asociados con el abandono de pozos de hidrocarburos. El importe recuperable se definió como los ingresos netos futuros descontados a una tasa de descuento después de impuesto a las ganancias, que al 31 de diciembre de 2023 fue del 15%.

Al 31 de diciembre de 2024, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Noroeste de 59.283 (38.534 neto del impuesto a las ganancias), generado por una combinación de variables, pero principalmente debido a incrementos en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuesto a las ganancias utilizada al 31 de diciembre de 2024 fue del 14,80%, siendo el importe recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Noroeste de 29.285. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024, el importe en libros de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es 2.853.184 y se aproxima a su importe recuperable. El Grupo continuará analizando las perspectivas de las variables mencionadas anteriormente para seguir evaluando su impacto en los flujos de efectivo esperados.

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo no posee costos de pozos exploratorios en evaluación por un período mayor a 1 año que sean significativos.

Asimismo, de acuerdo con el requerimiento de la NIIF 8, a continuación se desglosa la distribución de las propiedades, planta y equipo por área geográfica:

	2024	2023	2022
Argentina	19.306.393	14.284.952	3.098.568
Países del Mercosur y asociados	1.030	8.475	1.738
	19.307.423	14.293.427	3.100.306

9. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

Los contratos de arrendamientos en los que el Grupo es arrendatario corresponden principalmente al alquiler de:

- Terrenos y edificios, los cuales incluyen:

  (i) Reservorios y terrenos necesarios para montar las instalaciones de superficie necesarias para el almacenamiento subterráneo de gas natural, cuyos contratos tienen una duración promedio de 4 años los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de las cláusulas contractuales.

  (ii) Permisos para el uso de puertos y terrenos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 9 años los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de las cláusulas contractuales.

- Instalaciones y equipos de explotación, los cuales incluyen equipos de perforación, equipos de workover y bombas de extracción. Estos contratos tienen una duración promedio de 6 años, los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de la disponibilidad que tiene el Grupo sobre estos activos y pagos variables que se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (por hora o día).

- Maquinarias y equipos, los cuales incluyen:

  (i) Equipamiento para compresión de gas natural y generación de energía, cuyos contratos tienen una duración promedio de 5 años los cuales establecen pagos mínimos en función de la potencia disponible y pagos variables que se calculan a partir de una tarifa por unidad de generación.

  (ii) Equipamiento de regasificación y licuefacción de gas, cuyos contratos tienen una duración promedio de 5 años los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de la disponibilidad que tiene el Grupo sobre estos activos.

- Estaciones de servicio cuyos contratos incluyen el arrendamiento de terrenos e instalaciones asociadas, tienen una duración promedio de 10 años los cuales establecen pagos que se determinan en función del precio de una determinada cantidad fija de litros de combustible.

- Equipos de transporte, los cuales incluyen:

  (i) Buques y barcazas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 años los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de la disponibilidad que tiene el Grupo sobre estos activos.

  (ii) Flotas de camiones, cuyos contratos tienen una duración promedio de 2 años los cuales establecen pagos variables que se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (por kilómetro recorrido). En algunos casos se estipulan pagos mínimos en función de la disponibilidad que tiene el Grupo sobre estos activos.

9. ACTIVOS POR DERECHO DE USO (cont.)

La evolución de los activos por derecho de uso del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Instalaciones y equipos de explotación	Maquinarias y equipos	Estaciones de servicio	Equipos de transporte	Total	
Valor de origen	3.397	36.108	28.808	10.276	31.358	109.947	
Depreciación acumulada	1.125	22.713	16.822	3.738	12.289	56.687	
Saldos al 31 de diciembre de 2021	2.272	13.395	11.986	6.538	19.069	53.260	
Costos							
Aumentos	402	21.655	2.330	676	20.265	45.328	
Efecto de conversión	2.347	30.633	21.376	6.025	25.259	85.640	
Ajuste por inflación (2)	66	-	-	2.012	-	2.078	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(391)	(878)	(2.324)	(1.407)	(11.212)	(16.212)	
Depreciación acumulada							
Aumentos	1.092	10.878	7.529	1.626	14.614	35.739	(1)
Efecto de conversión	1.199	19.894	14.611	2.288	13.198	51.190	
Ajuste por inflación (2)	63	-	-	951	-	1.014	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(161)	(214)	(1.911)	(797)	(10.514)	(13.597)	
Valor de origen	5.821	87.518	50.190	17.582	65.670	226.781	
Depreciación acumulada	3.318	53.271	37.051	7.806	29.587	131.033	
Saldos al 31 de diciembre de 2022	2.503	34.247	13.139	9.776	36.083	95.748	
Costos							
Aumentos	3.405	37.683	95.298	529	93.968	230.883	
Efecto de conversión	26.726	346.814	220.773	47.955	242.762	885.030	
Ajuste por inflación (2)	313	-	-	8.705	-	9.018	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(3.085)	(15.108)	(759)	-	-	(18.952)	
Depreciación acumulada							
Aumentos	1.870	35.733	12.964	3.754	32.188	86.509	(1)
Efecto de conversión	14.170	248.121	153.258	23.738	162.802	602.089	
Ajuste por inflación (2)	304	-	-	5.070	-	5.374	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(119)	(1.309)	-	-	-	(1.428)	
Valor de origen	33.180	456.907	365.502	74.771	402.400	1.332.760	
Depreciación acumulada	19.543	335.816	203.273	40.368	224.577	823.577	
Saldos al 31 de diciembre de 2023	13.637	121.091	162.229	34.403	177.823	509.183	
Costos							
Aumentos	10.773	15.896	216.356	11.394	184.981	439.400	
Efecto de conversión	10.643	125.662	105.917	17.174	116.854	376.250	
Ajuste por inflación (2)	571	-	-	14.918	-	15.489	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(862)	(13.635)	(55.853)	(2.112)	(10.523)	(82.985)	
Depreciación acumulada							
Aumentos	6.648	90.856	82.532	9.916	112.564	302.516	(1)
Efecto de conversión	6.138	104.355	61.555	9.885	75.240	257.173	
Ajuste por inflación (2)	567	-	-	10.117	-	10.684	
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(13.635)	(52.954)	(1.167)	(10.523)	(78.279)	
Valor de origen	54.305	584.830	631.922	116.145	693.712	2.080.914	
Depreciación acumulada	32.896	517.392	294.406	69.119	401.858	1.315.671	
Saldos al 31 de diciembre de 2024	21.409	67.438	337.516	47.026	291.854	765.243	

(1) Incluye 247.871, 66.025 y 28.300 que fueron imputados en la línea de "Depreciación de activos por derecho de uso" en el estado de resultados integrales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente (ver Nota 27); e incluye 54.645, 20.484 y 7.439 que fueron activados en el rubro de "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera (ver Nota 8).

(2) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los activos por derecho de uso de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.

Asimismo, de acuerdo con el requerimiento de la NIIF 8, los activos por derecho de uso se localizan geográficamente en Argentina.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada el valor de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024	2023	2022
Valor de las inversiones en asociadas	218.296	114.767	30.525
Valor de las inversiones en negocios conjuntos	1.801.494	1.237.114	306.650
	2.019.790	1.351.881	337.175

Los principales conceptos que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, corresponden a:

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	1.351.881	337.175	156.925
Adquisiciones y aportes	30	1.174	270
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	358.335	(30.909)	58.082
Dividendos distribuidos	(154.131)	(59.949)	(12.157)
Diferencias de conversión	386.181	1.069.951	123.223
Ajuste por inflación (1)	77.494	34.439	10.749
Capitalización en asociadas y negocios conjuntos	-	-	83
Saldo al cierre del ejercicio	2.019.790	1.351.881	337.175

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo calculadas de acuerdo con su valor patrimonial proporcional, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022. Se han ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a las políticas contables utilizadas por la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Asociadas			Negocios conjuntos		
	2024	2023	2022	2024	2023	2022
Resultado neto	24.422	(9.936)	1.714	333.913	(20.973)	56.368
Otros resultados integrales	80.348	95.525	13.732	383.327	1.008.865	120.240
Resultado integral	104.770	85.589	15.446	717.240	987.892	176.608

10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

La Sociedad no posee inversiones en subsidiarias con interés no controlante significativo. Asimismo, la Sociedad no posee inversiones en asociadas y negocios conjuntos que sean significativos, con excepción de la inversión en YPF EE.

La información financiera correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 así como los resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas se detallan a continuación:

	2024 (1)		2023 (1)	2022 (1)
Total del activo no corriente	2.211.995		1.695.838	325.584
Efectivo y equivalentes de efectivo	247.353		92.268	16.684
Otros activos corrientes	251.358		122.840	31.532
Total del activo corriente	498.711		215.108	48.216
Total del activo	2.710.706		1.910.946	373.800
Pasivos financieros (excluye los rubros "Cuentas por pagar", "Provisiones" y "Otros pasivos")	758.135		581.324	127.659
Otros pasivos no corrientes	66.714		164.041	17.103
Total del pasivo no corriente	824.849		745.365	144.762
Pasivos financieros (excluye los rubros "Cuentas por pagar", "Provisiones" y "Otros pasivos")	299.548		151.832	26.591
Otros pasivos corrientes	219.601		115.508	19.627
Total del pasivo corriente	519.149		267.340	46.218
Total del pasivo	1.343.998		1.012.705	190.980
Total del patrimonio	1.366.708	(2)	898.241	182.820
Dividendos cobrados	37.260		9.000	4.500

	2024 (1)	2023 (1)	2022 (1)
Ingresos	488.328	156.557	63.496
Intereses ganados	27.962	12.434	2.217
Depreciaciones y amortizaciones	(147.055)	(42.077)	(14.008)
Intereses perdidos	(60.739)	(16.658)	(8.929)
Impuesto a las ganancias	178.300	(78.435)	(1.468)
Resultado operativo	109.428	80.385	32.304
Resultado neto	252.764	(15.515)	17.520
Otros resultados integrales	266.999	712.032	76.520
Resultado integral	519.763	696.517	94.040

(1) La información financiera surge de los estados financieros consolidados de YPF EE. Sobre esta información se han realizado ajustes contables para el cálculo de la participación en el patrimonio y en los resultados de YPF EE. El patrimonio y los resultados ajustados no difieren significativamente de la información financiera aquí revelada.
(2) Incluye el interés no controlante.

El siguiente cuadro muestra el valor de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos por sociedad al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

Nombre de la sociedad	2024	2023	2022
Asociadas:			
Oldelval	64.488	44.580	10.336
Termap	20.843	12.121	3.603
Oiltanking	39.533	20.207	4.683
CDS (1)	32.210	20.757	5.025
YPF Gas	53.571	14.003	5.947
Negocios conjuntos: (2)			
YPF EE	901.172	593.108	137.413
MEGA	187.180	107.324	28.995
Profertil	355.290	273.236	79.584
OLCLP	44.672	27.436	4.365
CT Barragán	236.551	201.738	47.489
Otras sociedades (3)	84.280	37.371	9.735
	2.019.790	1.351.881	337.175

(1) Adicionalmente el Grupo posee un 22,36% de participación indirecta en el capital a través de YPF EE.
(2) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas existe control conjunto por parte de los accionistas de esta sociedad.
(3) Incluye Refinor, OTA, OTC, GPA, Petrofaro S.A., Bioceres S.A., VMOS y Bizoy S.A.

10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

A continuación se detalla la información legal de las asociadas y negocios conjuntos:

	2024								
	Características de los valores				Información sobre el ente emisor Últimos estados financieros disponibles				
Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal		Cantidad	Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio	Costo [1]
Asociadas:									
Oldelval	Ordinarias	$	10	4.072.749	30/09/2024	110	13.495	150.403	-
Termap	Ordinarias	$	10	476.034	31/12/2024	14	(11.907)	67.609	-
Oiltanking	Ordinarias	$	10	351.167	31/12/2024	12	49.327	134.294	-
CDS	Ordinarias	$	0,01	11.870.716.511	31/12/2024	1.158	51.963	315.134	-
YPF Gas	Ordinarias	$	1	59.821.434	31/12/2024	176	14.101	158.834	-
Negocios conjuntos:									
YPF EE	Ordinarias	$	1	2.810.302.766	31/12/2024	3.747	226.611	1.202.135	-
MEGA	Ordinarias	$	1	244.246.140	31/12/2024	643	160.000	493.424	-
Profertil	Ordinarias	$	1	391.291.320	31/12/2024	783	206.856	710.582	-
OLCLP	Ordinarias	$	1	738.139.164	31/12/2024	868	14.481	78.224	738
CT Barragán	Ordinarias	$	1	4.279.033.952	31/12/2024	8.558	(39.554)	473.811	4.348
Otras sociedades [2]	-	-	-	-	-	-	-	-	1.328
									6.414

(1) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.
(2) Incluye Refinor, OTA, OTC, GPA, Petrofaro S.A., Bioceres S.A., VMOS y Bizoy S.A.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

11. ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y PASIVOS ASOCIADOS

Los siguientes cuadros detallan las principales clases de activos mantenidos para la venta y pasivos asociados al 31 de diciembre de 2024:

	Upstream	Downstream	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024			
Activos mantenidos para la venta			
Propiedades, planta y equipos - Proyecto Campos Maduros (1)	1.551.664	-	1.551.664
Propiedades, planta y equipos - Estaciones de servicios	-	9.719	9.719
Activos de la subsidiaria YPF Brasil (2)	-	21.775	21.775
	1.551.664	**31.494**	**1.583.158**
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta			
Provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos - Proyecto Campos Maduros (1)	2.113.047	-	2.113.047
Provisiones para gastos de medioambiente - Proyecto Campos Maduros (1)	55.422	-	55.422
Pasivos por concesiones - Proyecto Campos Maduros (1)	14.572	-	14.572
Pasivos de la subsidiaria YPF Brasil (2)	-	18.576	18.576
	2.183.041	**18.576**	**2.201.617**

(1) Ver Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros”.
(2) Ver Nota 3 apartado “Venta de la participación en YPF Brasil”.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el Grupo no clasificó activos como mantenidos para la venta**.**

Proyecto Campos Maduros

- **Descripción Proyecto Campos Maduros**

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocio de Upstream, principalmente campos maduros relacionados con las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina. Esta disposición de activos relacionados con campos maduros, denominado “Proyecto Campos Maduros”, es consistente con los planes de gestión de la Sociedad, que considera que la racionalización del portafolio Upstream convencional es una de las palancas sobre las cuales se basa la estrategia de YPF, con foco en las actividades e inversiones en campos no convencionales.

Durante 2024 YPF firmó distintos acuerdos de cesión por 8 grupos de activos (24 áreas), sujetos al cumplimiento de condiciones de cierre pactadas, incluyendo aprobaciones regulatorias y provinciales aplicables. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los restantes grupos de activos, principalmente áreas convencionales de Santa Cruz y Neuquén, se encuentran en negociaciones con terceros para su disposición o reversión.

A continuación, se describen los acuerdos de cesión que al 31 de diciembre de 2024 han cumplido con las condiciones de cierre pactadas y, por lo tanto, se produjo el cierre de la transacción:

Escalante - El Trébol

El 29 de octubre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut el Decreto N° 1.509/2024, mediante el cual se autorizó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en la concesión de explotación "Escalante - El Trébol" a favor de PECOM Servicios Energía S.A.U. ("PECOM"), quedando sujeto el otorgamiento de la prórroga de dicha concesión al cumplimiento de ciertas condiciones por parte de YPF y de PECOM.

El 15 de noviembre de 2024, habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre por parte de YPF y de PECOM, se instrumentó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en dicha concesión de explotación a favor de PECOM. En el marco de esta transacción, YPF recibió US$ 87 millones.

Llancanelo y Llancanelo R

El 28 de noviembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Mendoza la Resolución N° 335/2024, mediante la cual se autorizó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en las concesiones de explotación “Llancanelo” y “Llancanelo R” a favor de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (“PCR”).

11. ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y PASIVOS ASOCIADOS (cont.)

El 5 de diciembre de 2024, habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre por parte de YPF y de PCR, se instrumentó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en dichas concesiones de explotación a favor de PCR. En el marco de esta transacción, YPF recibió US$ 29 millones.

Al 31 de diciembre de 2024, en base al cierre de los acuerdos de cesión de las concesiones de explotación “Escalante - El Trébol”, “Llancanelo” y “Llancanelo R” mencionados precedentemente y considerando el valor razonable menos los costos de venta de dichos grupos de activos, el resultado por venta de dichos activos no tuvo efectos significativos. Asimismo, la baja del importe en libros de los activos mantenidos para la venta y de los pasivos asociados con activos mantenidos para la venta netos relacionados con dichas concesiones de explotación fue de 110.176 a dicha fecha.

A continuación, se describen los acuerdos de cesión que han cumplido las condiciones de cierre pactadas a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, y por lo tanto, se produjo el cierre de la transacción luego de finalizado el cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2024. En consecuencia, la disposición de estos grupos de activos no cumplió con los requerimientos de la NIIF 5 para ser reconocida su venta al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, por lo que estos grupos de activos se mantienen clasificados como mantenidos para la venta a dicha fecha.

Estación Fernández Oro

El 19 de diciembre de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Río Negro el Decreto N° 525/2024, mediante el cual se autorizó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en la concesión de explotación “Estación Fernández Oro” a favor de Quintana E&P Argentina S.R.L., Quintana Energy Investments S.A. y Gas Storage and Midstream Services S.A. (“Consorcio Quintana”).

El 3 de febrero de 2025, habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre por parte de YPF y de Consorcio Quintana, se instrumentó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en dicha concesión de explotación a favor de Consorcio Quintana. En el marco de esta transacción, YPF recibió US$ 23 millones.

Campamento Central - Cañadón Perdido

El 6 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut el Decreto N° 1.892/2024, mediante el cual se autorizó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones sobre la concesión de explotación “Campamento Central - Cañadón Perdido”, sobre la cual YPF poseía el 50% de participación, a favor de PECOM.

El 31 de enero de 2025, habiéndose cumplido todas las condiciones de cierre por parte de YPF y de PECOM, se instrumentó la cesión del 100% de los derechos y obligaciones de YPF en dicha concesión de explotación a favor de PECOM. En el marco de esta transacción, YPF recibió US$ 28 millones.

A la fecha de cierre de los acuerdos de cesión de las concesiones de explotación “Estación Fernández Oro” y “Campamento Central - Cañadón Perdido” mencionados precedentemente y considerando el valor razonable menos los costos de venta de dichos grupos de activos, el resultado por venta de dichos activos no tiene efectos significativos. Asimismo, la baja del importe en libros de los activos mantenidos para la venta y de los pasivos asociados con activos mantenidos para la venta netos relacionados con dichas concesiones de explotación es de 46.580.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, como se ha mencionado precedentemente, la Sociedad posee acuerdos de cesión firmados de ciertos grupos de activos que están sujetos a condiciones de cierre principalmente relacionadas con aprobaciones regulatorias y provinciales, para los cuales la Sociedad está tomando las medidas necesarias a efectos de su cierre; y es altamente probable la disposición de dichos activos. Asimismo, la Sociedad mantiene grupos de activos como mantenidos para la venta para los cuales aún no se han firmado acuerdos pero se encuentra en negociaciones con terceros para su disposición o reversión. El retraso en el cumplimiento del plan de disposición de campos maduros se debe a la complejidad de las negociaciones, que se encuentra fuera del control de la Sociedad. No obstante, YPF se mantiene comprometida con su plan de disposición de dichos activos, con negociaciones activas con terceros que incluyen, entre otros, el plan de optimización operativa ejecutado en la Provincia de Santa Cruz mencionado debajo; así como con el cumplimiento de las condiciones de cierre de los acuerdos de cesión firmados. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Sociedad considera que continúa siendo altamente probable la disposición de dichos activos durante 2025.

11. ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y PASIVOS ASOCIADOS (cont.)

- **Aspectos contables**

Al 31 de diciembre 2023, considerando la decisión del Directorio de YPF antes mencionada, se evaluaron los indicadores de deterioro de valor según la NIC 36 para cada grupo de activos. En consecuencia, la Sociedad realizó una revisión del deterioro de valor por separado de su UGE y reconoció un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo (ver Nota 8). La disposición de estos grupos de activos relacionados con campos maduros no cumplió con los requerimientos de la NIIF 5 para ser clasificados como mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2023, por lo que estos grupos de activos no fueron clasificados como mantenidos para la venta a dicha fecha.

En febrero de 2024, habiéndose cumplido todos los requisitos de la NIIF 5, los activos se reclasificaron del rubro “Propiedades, planta y equipo” al rubro “Activos mantenidos para la venta” y las correspondientes provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y para gastos de medioambiente y los pasivos por concesiones al rubro “Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta” como partidas corrientes en el estado de situación financiera.

Dado que, luego de su clasificación, los activos clasificados como mantenidos para la venta se miden al menor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta (“valor razonable”), la Sociedad evalúa los cambios en dicho valor razonable, reconociendo, por dichos cambios, una ganancia hasta el límite del deterioro de valor previamente reconocido o una perdida por deterioro de valor adicional a la reconocida previamente (ver Nota 2.b.13)). Considerando que la mayoría de las transacciones de activos de petróleo y gas en Argentina durante los últimos años están relacionadas con bloques donde los principales yacimientos son formaciones no convencionales (específicamente, la formación Vaca Muerta), y para las transacciones que podrían considerarse comparables con los activos evaluados en cada grupo de activos para su disposición, la información pública disponible fue insuficiente para concluir sobre un valor razonable en mercados activos para activos idénticos a los de cada grupo de activos para su disposición (Nivel 1), o inputs distintos de los precios incluidos en el Nivel 1 que son observables para los activos directa o indirectamente (Nivel 2), el importe recuperable para cada grupo de activos para su disposición se determinó de acuerdo con las ofertas recibidas y los acuerdos de venta para los grupos de activos con acuerdos de cesión firmados (Nivel 3) y/o aplicando una técnica de valuación de activos comúnmente utilizada en la industria de petróleo y gas, que es la técnica de análisis de flujos de fondos descontados. Esta técnica de valuación se considera de Nivel 3 en la jerarquía del valor razonable debido a los datos no observables utilizados en la valuación, y representa el valor razonable para los grupos de activos a revertir o bajo negociación para su disposición.

Esta técnica de valuación requirió proyecciones de producción, gastos operativos, inversiones, costos de abandono de pozos de hidrocarburos, regalías e impuestos y la fecha de finalización de las concesiones. Los supuestos clave a los que los importes recuperables de los grupos de activos para su disposición son más sensibles son la producción, los precios del petróleo y del gas natural, la tasa de descuento y las variables macroeconómicas. Los valores de las reservas se expresaron en términos de ingresos brutos futuros, ingresos netos futuros, valor presente y considerando una extensión de 10 años de la finalización de ciertas concesiones que expiran antes de 2030. Los ingresos netos futuros se calcularon deduciendo de los ingresos brutos futuros las regalías pagadas en efectivo, los gastos operativos, las inversiones, los costos de abandono de pozos de hidrocarburos, los impuestos a la producción e impuesto a las ganancias. Los gastos operativos incluyen gastos operativos de los bloques, gastos de transporte y procesamiento y una asignación de gastos generales que se relaciona directamente con las actividades de producción. Las inversiones incluyen costos de perforación y terminación, costos de instalaciones y costos de mantenimiento. Los costos de abandono de pozos de hidrocarburos son aquellos costos asociados con la remoción de instalaciones, taponamiento de pozos y recuperación y restauración asociados con el abandono de pozo de hidrocarburos. No se consideraron erogaciones por indemnizaciones u optimizaciones operativas. El importe recuperable se definió como los ingresos netos futuros descontados a una tasa de descuento después de impuesto a las ganancias, que al 31 de diciembre de 2024 fue del 15%.

11. ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA Y PASIVOS ASOCIADOS (cont.)

Al 31 de diciembre de 2024, en base a la evaluación de los cambios en el valor razonable mencionada precedentemente, la Sociedad reconoció una pérdida por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta por 272.804 en el rubro de "Otros resultados operativos, netos" en el estado de resultados integrales, generada principalmente por la declinación más pronunciada de los campos y la menor producción esperada a partir su comportamiento. El importe en libros de los activos mantenidos para la venta podrá ajustarse en períodos futuros dependiendo de los resultados del proceso de disposición realizado por YPF y de la contraprestación económica que se acuerde con terceros por dichos activos.

Adicionalmente, y en relación con el Proyecto de Campos Maduros, en diciembre de 2024, la Sociedad se ha comprometido con un plan de optimización que involucra medidas de eficiencia operativa relacionadas con la reducción de personal de terceros afectados de manera directa o indirecta a la operación de áreas de la Provincia de Santa Cruz relacionadas con ciertos grupos de activos mantenidos para su disposición. Por dicho concepto, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad reconoció un cargo por 274.113 en la línea de "Provisión por optimizaciones operativas" en el rubro de "Otros resultados operativos, netos" en el estado de resultados integrales.

En relación con el personal propio y por los acuerdos de cesión firmados por 8 grupos de activos (24 áreas) mencionados precedentemente, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad reconoció un cargo por indemnizaciones por 61.115 en la línea de "Provisión por indemnizaciones" del rubro "Otros resultados operativos, netos" en el estado de resultados integrales.

12. INVENTARIOS

	2024		2023		2022	
Productos terminados	953.073		849.245		202.465	
Petróleo y gas natural	470.381	(2)	408.998		79.511	
Productos en proceso	50.372		36.397		9.083	
Materia prima, envases y otros	119.840		63.076		16.707	
	1.593.666	(1)	1.357.716	(1)	307.766	(1)

(1) Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 el importe en libros de los inventarios no supera su valor neto de realización.
(2) Incluye 20.818 correspondientes a la desvalorización de inventarios, ver Nota 2.b.8).

13. OTROS CRÉDITOS

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores por servicios, ventas de otros activos y otros anticipos	11.436	35.632	-	8.942	2.238	663
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	131.589	155.002	66.473	35.318	27.086	61.958
Préstamos y saldos con sociedades relacionadas (1)	164.203	35.571	34.964	5.338	1.750	5.359
Depósitos en garantía	2	20.820	2	10.651	2	961
Gastos pagados por adelantado	15.340	43.516	14.086	26.952	4.091	7.193
Anticipos y préstamos a empleados	497	5.469	139	2.363	97	948
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana (2)	16.756	76.595	-	68.177	-	29.269
Créditos con socios de UT y Consorcios	2.263	168.855	6.360	124.955	2.752	31.659
Seguros a cobrar	-	5.153	-	-	-	60
Diversos	32.787	23.494	5.703	25.498	1.144	5.301
	374.873	570.107	127.727	308.194	39.160	143.371
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(26.822)	(197)	(441)	(287)	(2.692)	(140)
	348.051	569.910	127.286	307.907	36.468	143.231

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 37.
(2) Incluye, entre otros, anticipos a despachantes de aduana que principalmente corresponden a adelantos para el pago de impuestos y derechos vinculados a la importación de combustibles y bienes.

14. CRÉDITOS POR VENTAS

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas [1] [2]	11.121	1.722.704	34.983	823.385	10.815	279.611
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	(9.788)	(53.757)	(9.788)	(37.652)	(9.788)	(13.410)
	1.333	1.668.947	25.195	785.733	1.027	266.201

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 37.
(2) Para información sobre créditos por ventas por contratos con clientes, ver Nota 25.

A continuación se describe la evolución de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio	9.788	37.652	9.788	13.410	9.788	10.432
Aumentos con cargo a resultados	-	64.602 [3]	-	9.443	-	3.324
Disminuciones con cargo a resultados	-	(7.279) [3]	-	(638)	-	(853)
Aplicaciones por utilización	-	(42.980) [3]	-	(1.945)	-	(897)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	-	9.285	-	18.982	-	2.098
Resultado por la posición monetaria neta [1]	-	(6.356)	-	(1.600)	-	(694)
Reclasificaciones [4]	-	(1.167)	-	-	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	9.788 [2]	53.757	9.788 [2]	37.652	9.788 [2]	13.410

(1) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio, el cual fue imputado en el resultado neto en el estado de resultados integrales.
(2) Incluye principalmente créditos con las distribuidoras de gas natural por las diferencias diarias acumuladas según Decreto N° 1.053/2018, ver Nota 36.c.1).
(3) Incluye principalmente créditos con CAMMESA, ver Nota 37.
(4) Corresponde a los saldos de nuestra subsidiaria YPF Brasil reclasificados al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil".

15. INVERSIONES EN ACTIVOS FINANCIEROS

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Inversiones a costo amortizado						
Títulos públicos [1]	-	-	-	79.967	35.664	28.675
Títulos privados - ON y pagarés bursátiles	-	-	6.738	3.116	-	532
Plazos fijos [2]	-	-	-	37.987	-	14.253
	-	-	6.738	121.070	35.664	43.460
Inversiones a valor razonable con cambios en resultados						
Títulos públicos [1]	-	392.011	-	91.604	-	13.029
Títulos privados - ON		9.371	-	-	-	-
	-	401.382	-	91.604	-	13.029
	-	401.382	6.738	212.674	35.664	56.489

(1) Ver Nota 37.
(2) Corresponde a plazos fijos con el BNA.

16. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2024	2023	2022
Caja y bancos [1]	314.096	185.879	65.407
Colocaciones transitorias a corto plazo	386.356 [2]	643.128 [2]	11.943
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados [3]	451.416	76.949	59.524
	1.151.868	905.956	136.874

(1) Incluye saldos otorgados en garantía. Ver Nota 35.d).
(2) Incluye 586.477 por letras del BCRA al 31 de diciembre de 2023. Adicionalmente, incluye 150.717 y 36.129 por plazos fijos y otras inversiones con el BNA al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente.
(3) Ver Nota 6.

17. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 es la siguiente:

	Provisión para juicios y contingencias		Provisión para gastos de medioambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos		Total	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Saldos al 31 de diciembre de 2021	89.473	2.204	9.802	7.023	159.203	10.070	258.478	19.297
Aumentos con cargo a resultados	30.082 (3)	10	10.509	-	28.139	-	68.730	10
Disminuciones con cargo a resultados	(60.624) (4)	(11)	(257)	-	(7.320)	-	(68.201)	(11)
Aplicaciones por utilización	(2.003)	(4.301)	-	(6.887)	-	(8.160)	(2.003)	(19.348)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	51.526	1.563	4.871	12	125.462	5.602	181.859	7.177
Resultado por la posición monetaria neta (2)	(126)	-	-	-	-	-	(126)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(7.245) (5)	4.254	(7.935)	7.935	31.656 (1)	15.667 (1)	16.476	27.856
Saldos al 31 de diciembre de 2022	101.083	3.719	16.990	8.083	337.140	23.179	455.213	34.981
Aumentos con cargo a resultados	30.572	1.364	24.013	-	77.729	-	132.314	1.364
Disminuciones con cargo a resultados	(7.364)	(3.319)	-	-	(8.624)	-	(15.988)	(3.319)
Aplicaciones por utilización	(685)	(89.490) (7)	-	(15.019)	-	(40.846)	(685)	(145.355)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	28.873	35.396	32.566	152	1.275.377	82.461	1.336.816	118.009
Resultado por la posición monetaria neta (2)	(1.341)	-	-	-	-	-	(1.341)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(97.750) (6)	69.198	(34.708)	34.708	372.829 (1)	36.543 (1)	240.371	140.449
Saldos al 31 de diciembre de 2023	53.388	16.868	38.861	27.924	2.054.451	101.337	2.146.700	146.129
Aumentos con cargo a resultados	102.598	423	177.257	-	118.526	-	398.381	423
Disminuciones con cargo a resultados	(4.918)	-	(1.044)	-	(7.562)	-	(13.524)	-
Aplicaciones por utilización	(3.089)	(17.388)	-	(67.045)	-	(29.162)	(3.089)	(113.595)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	6.689	4.472	17.498	-	201.987	28.073	226.174	32.545
Resultado por la posición monetaria neta (2)	(2.596)	-	-	-	-	-	(2.596)	-
Reclasificaciones y otros movimientos (8)	(18.781)	16.760	(130.224)	76.964	(1.485.116) (1)	(39.835) (1)	(1.634.121)	53.889
Saldos al 31 de diciembre de 2024	133.291	21.135	102.348	37.843	882.286	60.413	1.117.925	119.391

(1) Incluye 175.785, 409.372 y 47.323 correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.
(2) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de las provisiones de las subsidiarias con moneda funcional peso, el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio, el cual fue imputado en el resultado neto en el estado de resultados integrales.
(3) Incluye el devengamiento de intereses financieros de la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2014-2017.
(4) Incluye 3.358 correspondientes al recupero del pasivo por la adhesión al régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2014-2017. Ver Nota 17.a.5).
(5) Incluye 2.374 reclasificados al rubro de "Impuesto a las ganancias a pagar" en el estado de situación financiera por la adhesión al régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2014-2017. Ver Nota 17.a.5).
(6) Incluye 27.985 reclasificados al rubro de "Otros pasivos" en el estado de situación financiera por el acuerdo transaccional celebrado con TGN y 60.033 reclasificados como provisión para juicios y contingencias corriente por el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso, ver Notas 17.a.2) y 33, respectivamente.
(7) Incluye el pago del importe por el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso. Ver Nota 33.
(8) Incluye 1.700.736 y 53.260 correspondientes a las provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y para gastos de medioambiente, respectivamente, reclasificados al rubro de "Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Notas 2.b.13) y 11. Adicionalmente, incluye el saldo de la provisión de juicios y contingencias de nuestra subsidiaria YPF Brasil reclasificado al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil".

El Grupo es parte en una cierta cantidad de procesos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales, aduaneros y administrativos que, ya sea en forma independiente o junto con otros procesos, y de resolverse en forma total o parcialmente adversa al Grupo, podrían resultar en la imposición de costos materiales, sentencias, multas u otras pérdidas. Si bien se considera que se han provisionado tales riesgos adecuadamente en base a los dictámenes y asesoramiento de nuestros asesores legales y de acuerdo con las normas contables aplicables, ciertas contingencias se encuentran sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y se obtienen los resultados de las evidencias que se presenten en las causas judiciales, entre otros. Es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se resuelven en forma adversa al Grupo, ya sea en forma parcial o total, puedan exceder significativamente las provisiones que se han establecido.

Asimismo, debido a su operatoria, el Grupo está sujeto a diversas leyes y regulaciones de protección del medioambiente (ver Nota 2.c)).

17. PROVISIONES (cont.)

17.a) Provisión para juicios y contingencias

El Grupo ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente. Los juicios pendientes y contingencias más significativas se describen a continuación:

17.a.1) Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino antes de 1990

En virtud de la Ley de Privatización de YPF, el Estado Nacional se hizo cargo de ciertas obligaciones de la sociedad predecesora al 31 de diciembre de 1990. En ciertos juicios relacionados con eventos o actos que ocurrieron con anterioridad a dicha fecha, YPF ha sido requerida para anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF tiene el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

En procesos judiciales en curso, YPF ha planteado su derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo con la Ley Nº 24.145 (Ley de Privatización de YPF) y el Decreto Nº 546/1993.

17.a.2) Reclamos derivados de restricciones en el mercado de gas natural

- **AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”)**

Con fechas 30 de diciembre de 2016 y 4 de diciembre de 2017 YPF, AESU y Companhía do Gas do Estado do Río Grande do Sul (“SULGAS”), e YPF y TGM, respectivamente, celebraron acuerdos transaccionales por los que se puso fin a múltiples reclamos derivados en arbitrajes internacionales ante la Cámara de Comercio Internacional, relacionados con el contrato de venta de gas natural y el contrato conexo de transporte de gas natural, respectivamente, los que se habían visto afectados por circunstancias de fuerza mayor debido a medidas de redireccionamiento de gas natural de exportación al mercado interno adoptadas por el Estado Nacional.

A través de dichos acuerdos transaccionales, sin reconocer hechos ni derechos, las partes desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente e YPF se comprometió a pagar: (i) a AESU y SULGAS la suma única y total de US$ 60 millones (pago efectivizado el 10 de enero de 2017); y (ii) a TGM la suma de US$ 114 millones (US$ 107 millones en un pago inicial efectuado el 2 de enero de 2018 y el saldo de US$ 7 millones en 7 cuotas anuales de US$ 1 millón cada una, venciendo la primera el 1 de febrero de 2018 y las restantes en igual fecha de los años subsiguientes). Además, YPF se comprometió a pagar a TGM la suma de US$ 13 millones (en 7 cuotas anuales de US$ 1,86 millones cada una, con igual vencimiento que el saldo de la indemnización) como pago a cuenta de un contrato de transporte interrumpible de exportación celebrado por las partes con vigencia hasta 2027.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados YPF cumplió con el cronograma de pago acordado con TGM.

- **Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”)**

El 8 de abril de 2009 YPF promovió una demanda contra TGN ante el ENARGAS con el objeto de solicitar la terminación del contrato de transporte de gas natural suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (i) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (a) la rescisión del contrato de gas natural con SULGAS/AESU y (b) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes; (ii) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte en firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004; y (iii) en la teoría de la imprevisión bajo los términos de la legislación argentina en razón de la existencia de hechos extraordinarios que generan una excesiva onerosidad.

17. PROVISIONES (cont.)

TGN notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF.

TGN promovió una demanda por cumplimiento del contrato y el pago de facturas impagas por el período entre el 20 de febrero de 2007 hasta el 20 de marzo de 2009 por la suma de US$ 30 millones. Posteriormente, TGN amplió su demanda y reclamó el pago de facturas adeudadas (i) por el período entre el 20 de abril de 2009 hasta el 20 de junio de 2010 por la suma de US$ 31 millones; (ii) por el período entre el 20 de julio de 2010 hasta el 20 de noviembre de 2010 por la suma de US$ 10 millones; y (iii) por el período entre el 6 de diciembre de 2010 hasta el 4 de enero de 2011 por la suma de US$ 3 millones.

TGN también promovió una demanda por daños y perjuicios contra YPF reclamando la suma de US$ 142 millones, con más intereses y costas por la resolución del contrato de transporte.

El 16 de octubre de 2020, cumplidos los trámites probatorios, el Juzgado de Primera Instancia dictó una sentencia por la cual resolvió: (i) declarar abstracta la pretensión de cumplimiento de contrato de transporte firme de gas natural (el "Contrato") impetrada por TGN; (ii) hacer lugar parcialmente a la demanda presentada en la causa sobre cumplimiento del Contrato y ordenar a YPF a pagar en concepto de facturas impagas la suma a determinar por la perita contadora designada en la etapa de ejecución de sentencia, más intereses y costas del juicio; y (iii) admitir la demanda por daños y perjuicios y ordenar a YPF a pagar una suma de US$ 231 millones más intereses y costas del juicio.

El 22 de octubre de 2020 YPF interpuso recursos de apelación contra la sentencia de primera instancia respecto de la causa de cumplimiento de contrato y la causa de daños y perjuicios.

El 16 de febrero de 2022 la Cámara de Apelaciones dictó sentencia por la cual resolvió: (i) confirmar la sentencia de primera instancia respecto de ordenar a YPF a pagar en concepto de facturas impagas la suma a determinar por la perita contadora designada en la etapa de ejecución de sentencia; (ii) confirmar la condena por daños y perjuicios a YPF por la suma de US$ 231 millones más intereses, o su equivalente en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el BNA a la fecha de pago; (iii) disponer reducir la tasa de interés aplicable del 6% al 4% anual; y (iv) disponer costas de alzada a cargo de la parte demandada en lo relativo a la causa de daños y perjuicios y por orden de cada parte en lo relativo a la causa de cumplimiento de contrato.

El 21 de febrero de 2022 YPF interpuso recurso solicitando la corrección y/o aclaración de algunos aspectos de la sentencia de la Cámara de Apelaciones. El 7 de marzo de 2022 se resolvió favorablemente el recurso interpuesto por YPF para la corrección y/o aclaración de algunos aspectos de la sentencia de la Cámara de Apelaciones. Asimismo, en la misma fecha se interpuso recurso extraordinario contra la sentencia de la Cámara de Apelaciones, el cual fue concedido el 5 de abril de 2022 en relación con la cuestión federal planteada y denegado en relación con la arbitrariedad de dicha sentencia, interponiéndose recurso de queja por este último aspecto el 12 abril de 2022. A partir de dicha fecha, los expedientes se encontraban en la CSJN para el tratamiento de los recursos extraordinarios y de queja interpuestos.

El 3 de febrero de 2023 YPF y TGN celebraron un acuerdo transaccional por la suma de US$ 190,6 millones a pagar por YPF en 4 cuotas anuales consecutivas comenzando en 2024 por el que, sin reconocer hechos ni derechos, TGN e YPF desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente, tornando abstractos los recursos extraordinarios y de queja interpuestos ante la CSJN. El 23 de febrero de 2023 se presentó el acuerdo transaccional ante la CSJN solicitando su homologación.

Durante abril de 2023, en función de lo dispuesto por la CSJN, se presentó el acuerdo transaccional entre YPF y TGN ante el Juzgado de Primera Instancia solicitando su homologación. El 5 de mayo de 2023 el Juzgado de Primera Instancia homologó dicho acuerdo.

17. PROVISIONES (cont.)

17.a.3) Asociación Unión de Usuarios y Consumidores

La Asociación Unión de Usuarios y Consumidores está reclamando (originalmente contra Repsol YPF S.A. antes de extender su reclamo a YPF) el reembolso de los precios supuestamente cobrados en exceso a los consumidores de GLP a granel entre los períodos comprendidos entre los años 1993 a 1997 y 1997 a 2001.

El 28 de diciembre de 2015 el Juzgado de Primera Instancia dictó sentencia haciendo lugar a la demanda promovida por la Asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993 a 1997 y condenando a la Sociedad a girar a la SE, con destino al fondo fiduciario creado por la Ley N° 26.020, la suma de US$ 98 millones más intereses que serán calculados por el perito en la etapa de liquidación.

Por su parte, la sentencia rechaza la demanda por los conceptos correspondientes al período comprendido entre los años 1997 a 2001 por no considerar probada la existencia de posición dominante de YPF en el mercado local de GLP a granel. A su vez, la sentencia rechaza la demanda contra Repsol S.A. toda vez que Repsol YPF S.A. no tuvo participación accionaria en YPF, ni ningún otro tipo de vinculación, durante el período 1993 a 1997 en el que los actores sostienen que habría existido el abuso de posición dominante de YPF.

Ambas partes apelaron y el recurso de apelación fue concedido con efecto suspensivo.

El 7 de diciembre de 2017 la Sociedad fue notificada de la sentencia de Cámara de Segunda Instancia por la cual: (i) confirma las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993 a 1997; (ii) extiende el reclamo de la Asociación Unión de Usuarios y Consumidores por el período comprendido entre los años 1997 a 1999 por el rubro “transferencia patrimonial de los consumidores a los productores por el mayor costo del GLP”, postergando para la etapa de ejecución de sentencia la liquidación de dicho rubro; y (iii) hace lugar parcialmente al recurso interpuesto por la parte demandada en lo que respecta al rubro “daño causado por el menor o distinto consumo de energía a raíz del mayor costo del GLP”.

Cabe señalar que la sentencia que ha sido confirmada por la Cámara de Segunda Instancia no condena a YPF a abonar a la demandante el importe que en definitiva se liquide, sino que dichos fondos deberán ser girados a la SE con destino al fondo fiduciario creado por la Ley N° 26.020, para que sean destinados a la ampliación de la red de gas natural en las zonas de menores recursos según el criterio que fije la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación, en el plazo de 6 meses de quedar firme la liquidación del monto de condena, deberá presentar los estudios de factibilidad correspondientes (Decreto N° 470/2015) junto con un plan de obras, que deberán comenzar a su vez en un plazo no mayor a 6 meses contados desde la presentación de los estudios de factibilidad.

Finalmente, la Sociedad interpuso recurso extraordinario contra la sentencia de Cámara de Segunda Instancia, el cual fue concedido y se elevó el expediente a la CSJN, encontrándose aún suspendida la ejecución de la sentencia de Cámara de Segunda Instancia a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

El 2 de junio de 2021 la CSJN envió dicho expediente a la Procuración General de la Nación para que dictamine sobre la procedencia del recurso extraordinario.

El 13 de abril de 2023 la Procuración General de la Nación emitió su dictamen por el que le recomienda a la CSJN hacer lugar al recurso extraordinario interpuesto por YPF y dejar sin efecto la sentencia de Cámara de Segunda Instancia. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el recurso extraordinario interpuesto no ha sido resuelto.

17.a.4) Reclamos ambientales

- **La Plata**

En relación con la operación de la refinería que YPF posee en la ciudad La Plata, Provincia de Buenos Aires, existen ciertos reclamos judiciales, en su mayoría promovidos por vecinos de la zona, por (i) compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la Refinería La Plata, y (ii) la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha refinería. Estos reclamos, en caso de prosperar, podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas con la operación de la Refinería La Plata.

En 2006 YPF efectuó una presentación ante la Secretaría de Política Ambiental de la Provincia de Buenos Aires mediante la cual propicia efectuar un estudio de caracterización de los riesgos asociados a la contaminación mencionada.

17. PROVISIONES (cont.)

El 25 de enero de 2011 YPF suscribió un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado por la Resolución N° 88/2010 del OPDS. En virtud de dicho convenio las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendría una duración de 8 años, y que implicaba acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF establecida en el artículo 9 de la Ley de Privatización de YPF. En 2021, dicho estudio arrojó como resultado que entre el 88% y 91% de los hidrocarburos presentes en los canales se depositaron antes de 1991. En dicho contexto YPF, con la conformidad del OPDS, ha llevado adelante diversos estudios y caracterizaciones a través de consultores especializados cuyos avances han sido puestos en conocimiento del organismo provincial. El convenio fue reemplazado mediante Resolución N° 380/2019 del OPDS que aprueba la modalidad de remediación sugerida por YPF (recuperación natural monitoreada) por 24 meses. YPF ha respondido todos los puntos solicitados por el OPDS y solicitó la prórroga de dicha resolución. El 26 de junio de 2023 a través de la Disposición N° 2.775/2023 del Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires, YPF obtuvo la prórroga por 2 años para continuar con las tareas de remediación y monitoreo por medio de la modalidad de remediación sugerida (recuperación natural monitoreada).

En el marco de uno de los reclamos judiciales antes mencionados, el 7 de febrero de 2022 la Sociedad fue notificada de una sentencia de primera instancia mediante la cual se consideró que el daño ambiental se encontraba acreditado, por lo que dispuso la obligación de cese y recomposición del daño ambiental respecto a los canales de la Refinería La Plata. Dicha sentencia determinó que la responsabilidad por los daños es mancomunada entre las codemandadas y determinó los porcentajes de responsabilidad: 90% para YPF (80% sobre el Estado Nacional y 20% sobre YPF) y 10% para 2 empresas codemandadas. Dicha sentencia fue apelada por la Sociedad. El 29 de agosto de 2024 la Cámara Federal de La Plata confirmó la obligación de cese y recomposición del daño ambiental determinada en la sentencia de primera instancia. Los codemandados interpusieron recurso extraordinario ante la CSJN. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el recurso extraordinario interpuesto no ha sido resuelto.

- **Quilmes**

En relación con una pérdida de combustible en el poliducto La Plata - Dock Sud (Progresiva 37), en la Provincia de Buenos Aires, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988 siendo YPF una sociedad del Estado Nacional, como consecuencia de un hecho ilícito que generó la rotura del poliducto, existen ciertos reclamos judiciales, en su mayoría promovidos por vecinos de la zona donde reclaman (i) la indemnización por daños personales supuestamente ocasionados por dicho evento y (ii) la remediación ambiental. Estos procesos se encuentran en etapa probatoria. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires.

El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, aún está pendiente de resolución.

- **Otros procesos judiciales ambientales**

Adicionalmente a lo previamente mencionado, el Grupo tiene otros procesos judiciales activos en materia ambiental donde se reclaman (i) daños y perjuicios individuales y/o (ii) la remediación ambiental y/o (iii) daños y perjuicios colectivos. Dichos procesos se encuentran vinculados a la actividad que el Grupo desarrolla en distintas jurisdicciones de Argentina. En todos estos casos, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación de los litigios, el Grupo ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

17. PROVISIONES (cont.)

17.a.5) Reclamos fiscales

- **Controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos**

La Sociedad ha registrado el costo por abandono de pozos de hidrocarburos de acuerdo con el criterio detallado en la Nota 2.b.3) y, ante la inexistencia de un tratamiento específico sobre dicha cuestión en la Ley de Impuesto a las Ganancias y su Decreto Reglamentario, ha deducido el cargo por costos de abandono de pozos de hidrocarburos en el cálculo del impuesto a las ganancias, en base al criterio general de la norma impositiva para la deducción de gastos (criterio del devengado). Sin embargo, esta interpretación ha sido objetada por la AFIP, que admitiría su deducción una vez que el gasto ha sido realizado.

La AFIP entiende que la deducción de los costos por abandono de pozos de hidrocarburos se debe diferir hasta la oportunidad en que el contribuyente proceda al abandono, una vez que los pozos han agotado su sustancia, en tanto considera al abandono del pozo como el hecho generador del devengamiento del costo por abandono de pozos de hidrocarburos.

Por su parte, la Sociedad, como así también otras compañías de la industria petrolera, entienden que el hecho sustancial generador del gasto por abandono de pozos de hidrocarburos lo constituye la mera perforación, en tanto con la perforación se concreta el impacto ambiental y, en consecuencia, a partir de ese momento nace la obligación de reparar dicho impacto (abandono). Asimismo, dicha obligación no se encuentra sujeta a condición alguna ya que no existe ningún hecho futuro o incierto al que se haya sujetado la misma pues el agotamiento inevitablemente ocurrirá. La Sociedad ha tomado conocimiento de que controversias similares han sido planteadas por la AFIP a otras compañías de la industria petrolera.

En este sentido, en junio de 2016, la SRH del MINEM, organismo competente para aclarar el origen de la obligación legal en la materia y en respuesta a una consulta de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos, se expidió en línea con la posición de las compañías de la industria petrolera y concluyó que el hecho sustancial generador del gasto por abandono de pozos de hidrocarburos lo constituye la perforación.

Esta respuesta a la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos ha sido informada a la AFIP tanto por la propia SRH como por YPF, pero con distintos cuestionamientos la AFIP desconoció dicha posición.

El 7 de noviembre de 2018 la Sociedad fue notificada por la AFIP del inicio del procedimiento determinativo respecto del ajuste proyectado por los períodos fiscales 2011 a 2016. La Sociedad presentó su descargo ante la AFIP el 21 de diciembre de 2018.

El 3 de febrero de 2020 la Sociedad fue notificada por la AFIP del inicio del procedimiento determinativo respecto del ajuste proyectado por el período fiscal 2017. La Sociedad presentó su descargo ante la AFIP el 17 de marzo de 2020.

El 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562, la cual amplía el régimen de regularización de obligaciones impositivas, previsionales y aduaneras originariamente establecido por la Ley N° 27.541, que fuera reglamentado por la Resolución General AFIP N° 4.816/2020.

El 9 de junio de 2021 YPF renunció a la prescripción correspondiente al período fiscal 2014 a efectos de que los fundamentos del descargo presentado por la Sociedad el 21 de diciembre de 2018 pudieran ser analizados por la AFIP en el marco del expediente administrativo.

La Sociedad, teniendo en consideración la opinión de sus asesores externos, y sin perjuicio de los méritos técnicos para defender su posición, evaluó los regímenes de regularización de las Leyes N° 27.562 y N° 27.653 para el impuesto a las ganancias y para las compensaciones realizadas oportunamente con los saldos a favor generados por dicho impuesto, y con fechas 30 de noviembre de 2020 y 30 de marzo de 2022 adhirió a los mencionados regímenes, terminando así con la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos correspondiente a los períodos fiscales 2011 a 2013 y a los períodos fiscales 2014 a 2017, respectivamente.

Respecto a los periodos posteriores al 2018 inclusive, cabe destacar que, a partir de la Ley N° 27.430 (“Reforma Tributaria”) promulgada en diciembre de 2017, se admitió la deducción de los costos por abandono de pozos de hidrocarburos al momento de la perforación al considerarlos como parte del costo de inversión, con independencia del período en que se realice la efectiva erogación.

17. PROVISIONES (cont.)

17.a.6) Otros juicios pendientes

En el curso normal de sus negocios el Grupo ha sido demandado en numerosos procesos judiciales en los fueros laboral, civil y comercial. La Sociedad, en consulta con sus asesores legales externos, ha constituido una provisión considerando a tales fines la mejor estimación, sobre la base de la información disponible a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, incluyendo honorarios y costas judiciales.

17.b) Provisión para gastos de medioambiente y Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos

En base a los programas actuales de remediación y de abandono de pozos de hidrocarburos del Grupo se han provisionado las obligaciones ambientales, cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, y las obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, considerando la cantidad de pozos no abandonados aún, los costos y el calendario de plazos de las erogaciones correspondientes.

18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cargo por impuesto a las ganancias contempla la aplicación del mecanismo del ajuste por inflación integral aplicable a las propiedades, planta y equipo y la indexación de los quebrantos impositivos acumulados hasta la concurrencia del resultado impositivo del ejercicio fiscal 2024, todo ello considerando que se verifica, en opinión de la Sociedad, el supuesto de confiscatoriedad conforme con la jurisprudencia de la CSJN vigente a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

La Sociedad, teniendo en cuenta la opinión de sus asesores externos, considera que la posición adoptada se encuentra en línea con el criterio conforme con la jurisprudencia de la CSJN, y que una eventual controversia con las autoridades fiscales en la última instancia legal aplicable tendría resolución final y definitiva favorable para la Sociedad, de acuerdo con los lineamientos de la CINIIF 23 (ver Nota 2.c) apartado “Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”). Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 el criterio fiscal adoptado generó una ganancia de 939.515.

El cálculo del cargo devengado por el impuesto a las ganancias por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 es el siguiente:

	2024	2023	2022	
Impuesto a las ganancias corriente	(140.762)	(36.121)	(5.581)	
Impuesto diferido	1.293.129	(617.328)	(105.279)	
	1.152.367	(653.449)	(110.860)	
Impuesto a las ganancias - Abandono de pozos	-	-	1.948	(1)
	1.152.367	(653.449)	(108.912)	

(1) Correspondientes al efecto por el régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 17.a.5).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (cont.)

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre el resultado antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados integrales consolidados de cada ejercicio, es la siguiente:

	2024	2023	2022
Resultado antes de impuesto a las ganancias	970.448	(879.296)	399.176
Tasa impositiva vigente promedio (1)	28,88%	24,00%	26,19%
Tasa impositiva vigente promedio aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(280.306)	211.001	(104.538)
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos mantenidos para la venta, neto	1.732.142	(946.484)	19.956
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, neto (2)	(1.584.825)	535.014	(13.381)
Efecto de la valuación de inventarios	(124.479)	(275.812)	(34.732)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	89.584	(7.727)	14.521
Efecto por cambio de tasa impositiva (3)	392.139	(222.782)	(3.275)
Efecto por régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	-	-	1.948 (4)
Efecto por aplicación de mecanismos de actualización	939.515	-	-
Diversos	(11.403)	53.341 (5)	10.589
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	1.152.367	(653.449)	(108.912)

(1) Corresponde a la tasa impositiva proyectada de acuerdo con la modificación de la Ley N° 27.630, ver Nota 36.f.1) .
(2) Incluye el efecto del ajuste por inflación impositivo.
(3) Corresponde a la remedición de los saldos de impuesto diferido a la tasa estimada vigente al momento de su reversión, ver Nota 36.f.1).
(4) Ver Nota 17.a.5).
(5) Incluye 32.571 correspondiente al criterio fiscal adoptado en la declaración jurada presentada en 2023 por el período fiscal 2022 de la subsidiaria Metrogas.

Asimismo, las composiciones del Impuesto a las ganancias a pagar, Activos por impuesto diferido, netos y Pasivos por impuesto diferido, netos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 son las siguientes:

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Impuesto a las ganancias a pagar	2.514 (2)	130.347 (1)	3.508 (2)	25.143 (1)	4.588 (2)	4.711 (1)

(1) Incluye 993, 1.078 y 1.078 correspondientes a las 12 cuotas de los regímenes de regularización asociados a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente (ver Nota 17.a.5)). Adicionalmente, incluye la provisión asociada al cargo por impuesto a las ganancias corriente neto de créditos fiscales no utilizados y quebrantos impositivos existentes.
(2) Incluye 2.514, 3.496 y 4.574 correspondientes a las cuotas restantes de los regímenes de regularización asociados a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente (ver Nota 17.a.5)).

	2024	2023	2022
Activos por impuesto diferido			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	208.638	91.287	27.205
Propiedades, planta y equipo y Activos mantenidos para la venta	540.111	-	-
Pasivos por arrendamientos	265.481	187.810	33.297
Quebrantos	13.460	1.438.394	29.620
Diversos	846	457	247
Total activos por impuesto diferido	1.028.536	1.717.948	90.369
Pasivos por impuesto diferido			
Propiedades, planta y equipo, Activos intangibles e Inventarios	(231.401)	(1.625.795)	(181.957)
Ajuste por inflación impositivo (1)	(279.006)	(870.276)	(170.961)
Activos por derecho de uso	(254.316)	(178.214)	(31.819)
Diversos	(17.022)	(31.417)	(9.330)
Total pasivos por impuesto diferido	(781.745)	(2.705.702)	(394.067)
Total impuesto diferido, neto (2)	246.791	(987.754)	(303.698)

(1) Incluye el efecto por el diferimiento del ajuste por inflación impositivo. Ver Nota 36.f.1) apartado “Ley de Presupuesto 2023 - Diferimiento del ajuste por inflación impositivo”.
(2) Incluye (62.307), (77.436) y (16.371) correspondientes al ajuste por inflación del impuesto diferido al inicio de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de “Otros resultados integrales” en el estado de resultados integrales y, 3.723, 10.708 y 1.210 correspondientes al efecto de conversión del impuesto diferido de las subsidiarias con moneda funcional distinta del peso, al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (cont.)

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo ha reconocido activos por impuesto diferido por quebrantos impositivos por 13.460 que pueden ser compensados de acuerdo con las leyes impositivas vigentes con ganancias impositivas hasta el ejercicio 2029.

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 no existen activos por impuesto diferido significativos no reconocidos, que pudieran ser recuperables en el futuro.

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 se han clasificado como activo por impuesto diferido 339.492, 14.166 y 3.010, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 92.701, 1.001.920 y 306.708, respectivamente, que surgen de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de los presentes estados financieros consolidados.

Al 31 de diciembre del 2024, 2023 y 2022 las causas que generaron imputaciones en el rubro de “Otros resultados integrales” en el estado de resultados integrales no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

El 28 de marzo de 2019 la Sociedad adhirió al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430 por la categoría “Minas, canteras, bosques y bienes análogos”. Dicha adhesión permite una mayor deducción de la depreciación de los bienes revaluados en el impuesto a las ganancias afectando en consecuencia la registración del impuesto diferido.

19. CARGAS FISCALES

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
IVA	-	19.494	-	18.193	-	4.615
Retenciones y percepciones	-	73.206	-	16.664	-	8.045
Regalías	-	86.431	-	60.775	-	13.682
Impuesto a los combustibles	-	30.638	-	-	-	-
IIBB	-	7.660	-	5.646	-	1.490
Diversos	224	37.190	144	11.243	185	2.828
	224	254.619	144	112.521	185	30.660

20. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Remuneraciones y cargas sociales	-	97.426	-	46.897	-	11.987
Provisión por bonificaciones e incentivos	-	183.805	-	83.152	-	20.088
Provisión por planes de beneficios basados en acciones liquidables en efectivo (1)	33.758	-	-	-	-	-
Provisión por vacaciones	-	69.150	-	36.697	-	13.608
Provisión por indemnizaciones (2)	-	67.694	-	-	-	-
Otros beneficios a los empleados (3)	1.133	5.899	370	2.438	215	6.939
	34.891	423.974	370	169.184	215	52.622

(1) Correspondiente al Plan de Generación de Valor, ver Nota 38.
(2) Ver Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros”.
(3) Incluye el plan de retiro voluntario ejecutado por el Grupo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Pasivos por arrendamientos	418.510	381.146	261.770	274.828	48.224	52.061

Dichos pasivos se encuentran descontados a las siguientes tasas:

Plazo de arrendamiento	2024	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2023	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2022	Tasa efectiva promedio mensual utilizada
De 0 a 1 año	54.586	1,15%	69.710	1,55%	6.833	1,07%
De 1 a 2 años	256.070	0,89%	114.586	1,17%	35.184	1,54%
De 2 a 3 años	144.047	0,89%	168.453	1,02%	25.374	1,23%
De 3 a 4 años	153.406	0,82%	37.399	0,97%	14.394	1,28%
De 4 a 5 años	56.399	0,69%	95.472	0,90%	7.624	0,95%
De 5 a 9 años	115.369	0,66%	30.962	0,81%	8.000	0,79%
A más de 9 años	19.779	0,73%	20.016	0,75%	2.876	0,82%
	799.656		536.598		100.285	

La actualización financiera devengada por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 proveniente de los contratos por arrendamientos asciende a 64.157, 22.286 y 9.961, respectivamente. De dicha actualización 55.928, 18.659 y 8.171 fueron expuestos en la línea de “Otros costos financieros” en los costos financieros del rubro de “Resultados financieros, netos” en el estado de resultados integrales, y 8.229, 3.627 y 1.790 fueron capitalizados en el rubro de “Propiedades, planta y equipo” en el estado de situación financiera por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024 los vencimientos de los pasivos relacionados con los contratos por arrendamientos se encuentran expuestos en la Nota 4.

A continuación se incluye la evolución de los pasivos por arrendamientos del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	536.598	100.285	55.622
Altas de arrendamientos	439.400	230.883	45.328
Actualizaciones financieras	64.157	22.286	9.961
Disminuciones de arrendamientos	(4.706)	(17.492)	(2.626)
Pagos	(360.180)	(106.401)	(44.960)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	124.378	306.800	36.879
Resultado por la posición monetaria neta [(1)]	9	237	81
Saldo al cierre del ejercicio	799.656	536.598	100.285

(1) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de los pasivos por arrendamientos de las subsidiarias con moneda funcional peso, el cual fue imputado en el rubro de “Otros resultados integrales” en el estado de resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio, el cual fue imputado en el resultado neto en el estado de resultados integrales.

El total de los cargos imputados en el resultado neto en el resultado integral del ejercicio y de las capitalizaciones por los arrendamientos de corto plazo y bajo valor, y por los arrendamientos de pagos variables relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, asciende a 169.613, 71.242 y 28.265 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

22. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés [1]	Vencimiento	2024 No corriente	2024 Corriente	2023 No corriente	2023 Corriente	2022 No corriente	2022 Corriente
En pesos								
ON	-	-	-	-	-	48.699	11.374	1.022
Prefinanciaciones de exportaciones [5]	32,88% - 32,88%	2025	-	31.842	-	-	-	-
Préstamos financieros	40,48% - 50,68%	2025-2026	18.560	8.161	7.445	12.432	8.136	4.359
Adelantos en cuenta corriente	-	-	-	-	-	45.089	-	12.487
			18.560	40.003	7.445	106.220	19.510	17.868
En monedas distintas del peso								
ON [2] [3]	0,00% - 10,00%	2025-2047	6.445.486	1.357.464	4.995.741	619.128	990.512	146.569
Prefinanciaciones de exportaciones	1,90% - 10,50%	2025	-	394.681 [4]	82.380	440.168 [4]	-	3.971
Financiación de importaciones	8,80% - 16,00%	2025-2026	20.082	17.496	-	-	-	3.647
Préstamos financieros	6,00% - 14,10%	2025-2030	739.824 [6]	77.846	306.299	51.690	43.174	29.753
Pagarés bursátiles	0,00% - 0,00%	2025-2026	25.763	77.287	-	-	-	-
			7.231.155	1.924.774	5.384.420	1.110.986	1.033.686	183.940
			7.249.715	1.964.777	5.391.865	1.217.206	1.053.196	201.808

(1) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2024.
(2) Se exponen netas de 18.902, 2.408 y 1.534 de ON propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.
(3) Incluye 1.541.141, 1.070.844 y 92.640 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en pesos al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.
(4) Incluye 137.287 y 69.107 al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente, de prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por el BNA.
(5) Corresponde a la prefinanciación de exportaciones en pesos otorgada por el BNA.
(6) Incluye 28.854 de préstamos financieros otorgados por el BNA al 31 de diciembre de 2024.

A continuación se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	6.609.071	1.255.004	757.215
Tomas de préstamos	2.668.015	745.594	49.265
Pagos de préstamos	(1.908.219)	(422.145)	(94.517)
Pagos de intereses	(645.077)	(214.032)	(73.123)
Adelantos en cuenta corriente, netos	(45.095)	32.602	11.693
Intereses devengados [1]	617.329	228.060	91.714
Diferencias de cambio y de conversión, netas	1.927.056	4.989.123	514.249
Resultado por la posición monetaria neta [2]	(1.432)	(5.135)	(1.492)
Reclasificaciones [3]	(7.156)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	9.214.492	6.609.071	1.255.004

(1) Incluye costos financieros capitalizados.
(2) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de los préstamos de las subsidiarias con moneda funcional peso, el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio, el cual fue imputado en el resultado neto en el estado de resultados integrales.
(3) Corresponde a los saldos de nuestra subsidiaria YPF Brasil reclasificados al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil".

El 29 de agosto de 2024 la Sociedad anunció una oferta de compra por US$ 500 millones de capital por las ON Clase XXXIX y Clase LIII con vencimiento el 28 de julio de 2025 y 21 de julio de 2027, respectivamente, habiendo recibido y aceptado órdenes de compra por US$ 334 millones de las ON Clase XXXIX y por US$ 166 millones de las ON Clase LIII, las cuales fueron completamente canceladas al 16 de septiembre de 2024 con sus correspondientes intereses.

El 5 de septiembre de 2024 la Sociedad anunció una oferta de canje por las ON Clase XXXIX con vencimiento en julio de 2025 ofreciendo las ON Clase XXXI adicionales, denominadas y a pagar en dólares a tasa fija del 8,75% con vencimiento en septiembre de 2031 por un valor nominal de hasta US$ 500 millones, ampliable por hasta el monto máximo autorizado. Habiendo recibido ofertas por US$ 40 millones. El 20 de septiembre de 2024 la Sociedad canceló US$ 40 millones de las ON Clase XXXIX ofrecidas en canje y emitió nuevas ON Clase XXXI adicionales por un monto equivalente.

22. PRÉSTAMOS (cont.)

Se indican a continuación las principales características de las ON emitidas:

Mes	Año	Valor nominal [11]		Ref.	Clase	Tasa de interés [3]		Vencimiento	2024		2023		2022	
									No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
YPF														
-	1998	US$	15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	15.270	259	11.957	199	2.624	42
Abril, Febrero, Octubre	2014/15/16	US$	521	(2) (4) (6)	Clase XXVIII	-	-	-	-	-	-	285.570	61.318	48.336
Septiembre	2014	$	1.000	(2) (6) (7)	Clase XXXIV	-	-	-	-	-	-	222	167	228
Abril	2015	US$	757	(2) (6)	Clase XXXIX	Fija	8,50%	2025	-	808.785	913.283	33.424	200.391	7.192
Octubre	2015	$	2.000	(2) (6) (7)	Clase XLIII	-	-	-	-	-	-	-	-	756
Julio, Diciembre	2017	US$	644	(2) (6)	Clase LIII	Fija	6,95%	2027	669.044	19.946	658.914	19.867	144.816	4.341
Diciembre	2017	US$	537	(2) (6)	Clase LIV	Fija	7,00%	2047	545.982	1.530	427.352	1.198	93.728	263
Junio	2019	US$	399	(6) (9)	Clase I	Fija	8,50%	2029	409.769	391	320.687	306	70.327	67
Julio	2020	US$	341	(6) (9)	Clase XIII	Fija	8,50%	2025	-	44.940	34.377	71.124	22.498	15.925
Diciembre, Febrero	2020/21	US$	133	(5) (6) (9)	Clase XIV	Fija	-	-	-	-	-	-	-	24.649
Febrero	2021	US$	776	(6) (9)	Clase XVI	Fija	9,00%	2026	59.632	250.123	247.642	190.000	95.886	42.194
Febrero	2021	US$	748	(6) (9)	Clase XVII	Fija	9,00%	2029	778.641	-	611.517	-	134.539	-
Febrero	2021	US$	576	(6) (9)	Clase XVIII	Fija	7,00%	2033	572.507	10.910	446.746	8.513	96.356	1.836
Febrero	2021	$	4.128	(6) (9) (10)	Clase XIX	Fija	-	-	-	-	-	28.118	11.207	38
Julio	2021	US$	384	(4) (5) (6) (9)	Clase XX	Fija	5,75%	2032	395.928	10.102	310.038	7.864	68.029	1.724
Enero	2023	US$	230	(5) (6) (9)	Clase XXI	Fija	1,00%	2026	226.674	454	185.039	472	-	-
Enero, Abril	2023	$	15.761	(6) (9)	Clase XXII	-	-	-	-	-	-	20.359	-	-
Abril	2023	US$	147	(5) (6) (9)	Clase XXIII	Fija	0,00%	2025	-	154.330	127.132	-	-	-
Abril	2023	US$	38	(5) (6) (9)	Clase XXIV	Fija	1,00%	2027	38.662	71	30.275	56	-	-
Junio	2023	US$	263	(6) (9)	Clase XXV	Fija	5,00%	2026	270.648	684	211.699	535	-	-
Septiembre	2023	US$	400	(4) (5) (9) (6)	Clase XXVI	Fija	0,00%	2028	412.200	-	322.780	-	-	-
Octubre	2023	US$	128	(5) (9) (6)	Clase XXVII	Fija	0,00%	2026	151.929	-	136.303	-	-	-
Enero	2024	US$	800	(6) (9)	Clase XXVIII	Fija	9,50%	2031	814.485	36.570	-	-	-	-
Mayo	2024	US$	178	(6) (9)	Clase XXIX	Fija	6,00%	2026	182.426	1.035	-	-	-	-
Julio	2024	US$	185	(5) (9) (6)	Clase XXX	Fija	1,00%	2026	192.076	76	-	-	-	-
Septiembre	2024	US$	540	(9)	Clase XXXI	Fija	8,75%	2031	555.037	14.972	-	-	-	-
Octubre	2024	US$	125	(9)	Clase XXXII	Fija	6,50%	2028	128.813	1.881	-	-	-	-
Octubre	2024	US$	25	(9)	Clase XXXIII	Fija	7,00%	2028	25.763	405	-	-	-	-
									6.445.486	1.357.464	4.995.741	667.827	1.001.886	147.591

(1) Corresponde al Programa Global 1997 por hasta un monto de US$ 1.000 millones.
(2) Corresponde al Programa Global 2008 por hasta un monto de US$ 10.000 millones.
(3) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2024.
(4) La ANSES y/o el Fondo Argentino de Hidrocarburos han participado de la suscripción primaria de estos títulos, los cuales pueden, a criterio de los respectivos tenedores, ser posteriormente negociados en los mercados de valores en donde los títulos se encuentran autorizados a cotizar.
(5) La moneda de pago de esta emisión es el peso al tipo de cambio aplicable de acuerdo con las condiciones de la serie emitida.
(6) A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados la Sociedad ha dado cumplimiento total al destino de los fondos detallados en los suplementos de precios correspondientes.
(7) ON calificadas como inversión productiva computable para el punto 35.8.1, inciso K del Reglamento General de la Actividad Aseguradora de la Superintendencia de Seguros de la Nación.
(8) La moneda de pago de esta emisión es el dólar al tipo de cambio aplicable de acuerdo con las condiciones de la serie emitida.
(9) Corresponde al Régimen de Emisor Frecuente.
(10) La moneda de pago de esta emisión es el peso al valor UVA aplicable de acuerdo con las condiciones de la serie emitida.
(11) Valor nominal total emitido sin incluir los valores nominales cancelados por canjes, expresado en millones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

23. OTROS PASIVOS

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Pasivos por concesiones y acuerdos de cesión	-	96.399	6.665	53.859	3.156	1.424
Pasivos por reclamos contractuales	76.561 (1)	48.315 (1)	83.520 (1)	39.309 (1)	146	161
Provisión por optimizaciones operativas (2)	-	274.113	-	-	-	-
Diversos	-	3.382	-	5.308	-	774
	76.561	422.209	90.185	98.476	3.302	2.359

(1) Ver Nota 17.a.2).
(2) Ver Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros”.

24. CUENTAS POR PAGAR

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas (1)	4.106	2.905.736	3.166	1.844.268	1.028	442.305
Depósitos en garantía	803	4.113	391	2.840	122	926
Deudas con socios de UT y Consorcios	995	39.265	779	11.269	169	8.828
Diversos	-	17.520	-	12.613	-	2.067
	5.904	2.966.634	4.336	1.870.990	1.319	454.126

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 37.

25. INGRESOS

	2024	2023	2022
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	17.738.401	5.386.882	2.484.211
Incentivos otorgados por el Estado Nacional (1)	156.630	97.662	42.255
	17.895.031	5.484.544	2.526.466

(1) Ver Nota 37.

Las operaciones del Grupo y los principales ingresos por segmentos de negocio se describen en la Nota 5.

El Grupo clasifica los ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes según el siguiente detalle:

- Contratos de venta de combustibles (bajo las modalidades de consignado y venta directa)
- Contratos de venta de gas natural
- Contratos de venta de petróleo
- Contratos de venta de productos petroquímicos
- Contratos de venta de especialidades para la agroindustria y de granos y sus subproductos
- Contratos de venta de otros productos refinados
- Contratos de servicios
- Contratos de construcción

A continuación los ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes del Grupo se desglosan en las siguientes categorías, tal como se describe en la Nota 2.b.12):

25. INGRESOS (cont.)

- **Desagregación de los ingresos**

Tipo de bien o servicio

	2024				
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Total
Gasoil	-	6.034.829	-	-	6.034.829
Naftas	-	3.686.082	-	-	3.686.082
Gas natural [1]	-	18.607	2.135.465	-	2.154.072
Petróleo	-	963.262	-	-	963.262
Aerokerosene	-	829.176	-	-	829.176
Lubricantes y derivados	-	487.050	-	-	487.050
GLP	-	434.964	-	-	434.964
Fuel oil	-	100.929	-	-	100.929
Petroquímicos	-	433.316	-	-	433.316
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	358.762	-	-	358.762
Harinas, aceites y granos	-	437.481	-	-	437.481
Asfaltos	-	79.083	-	-	79.083
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	124.216	-	-	124.216
Ingresos por servicios	-	-	-	188.404	188.404
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	439.339	439.339
Nafta virgen	-	148.908	-	-	148.908
Carbón residual	-	177.133	-	-	177.133
Regasificación de GNL	-	-	46.360	-	46.360
Otros bienes y servicios	47.338	207.188	177.832	182.677	615.035
	47.338	14.520.986	2.359.657	810.420	17.738.401

	2023				
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Total
Gasoil	-	1.948.536	-	-	1.948.536
Naftas	-	1.029.516	-	-	1.029.516
Gas natural [1]	-	8.752	661.210	-	669.962
Petróleo	-	153.945	-	-	153.945
Aerokerosene	-	316.726	-	-	316.726
Lubricantes y derivados	-	190.010	-	-	190.010
GLP	-	112.400	-	-	112.400
Fuel oil	-	29.538	-	-	29.538
Petroquímicos	-	130.594	-	-	130.594
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	175.721	-	-	175.721
Harinas, aceites y granos	-	60.028	-	-	60.028
Asfaltos	-	47.386	-	-	47.386
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	61.712	-	-	61.712
Ingresos por servicios	-	-	-	83.280	83.280
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	79.386	79.386
Nafta virgen	-	50.647	-	-	50.647
Carbón residual	-	71.497	-	-	71.497
Regasificación de GNL	-	-	14.063	-	14.063
Otros bienes y servicios	8.619	56.999	54.834	41.483	161.935
	8.619	4.444.007	730.107	204.149	5.386.882

25. INGRESOS (cont.)

	2022				
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Total
Gasoil	-	908.995	-	-	908.995
Naftas	-	458.826	-	-	458.826
Gas natural (1)	-	3.117	265.394	-	268.511
Petróleo	-	11.017	-	-	11.017
Aerokerosene	-	137.845	-	-	137.845
Lubricantes y derivados	-	80.957	-	-	80.957
GLP	-	60.996	-	-	60.996
Fuel oil	-	25.638	-	-	25.638
Petroquímicos	-	64.523	-	-	64.523
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	111.704	-	-	111.704
Harinas, aceites y granos	-	100.020	-	-	100.020
Asfaltos	-	22.158	-	-	22.158
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	17.978	-	-	17.978
Ingresos por servicios	-	-	-	21.362	21.362
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	23.825	23.825
Nafta virgen	-	25.879	-	-	25.879
Carbón residual	-	55.519	-	-	55.519
Regasificación de GNL	-	-	5.291	-	5.291
Otros bienes y servicios	7.319	29.210	29.554	17.084	83.167
	7.319	2.114.382	300.239	62.271	2.484.211

(1) Incluye 1.427.362, 404.517 y 190.901 correspondientes a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Canales de venta

	2024				
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Total
Estaciones de servicio	-	6.440.632	-	-	6.440.632
Usinas	-	42.436	385.731	-	428.167
Distribuidoras	-	-	264.938	-	264.938
Distribución minorista de gas natural	-	-	472.647	-	472.647
Industrias, transporte y aviación	-	3.595.303	1.142.733	-	4.738.036
Agro	-	1.685.519	-	-	1.685.519
Industria petroquímica	-	604.786	-	-	604.786
Trading	-	1.581.352	-	-	1.581.352
Compañías petroleras	-	165.151	-	-	165.151
Comercialización de GLP	-	165.734	-	-	165.734
Otros canales de venta	47.338	240.073	93.608	810.420	1.191.439
	47.338	14.520.986	2.359.657	810.420	17.738.401

	2023				
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Total
Estaciones de servicio	-	1.980.742	-	-	1.980.742
Usinas	-	9.014	131.834	-	140.848
Distribuidoras	-	-	47.172	-	47.172
Distribución minorista de gas natural	-	-	137.351	-	137.351
Industrias, transporte y aviación	-	1.242.164	378.061	-	1.620.225
Agro	-	525.926	-	-	525.926
Industria petroquímica	-	184.996	-	-	184.996
Trading	-	346.405	-	-	346.405
Compañías petroleras	-	39.243	-	-	39.243
Comercialización de GLP	-	38.834	-	-	38.834
Otros canales de venta	8.619	76.683	35.689	204.149	325.140
	8.619	4.444.007	730.107	204.149	5.386.882

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

25. INGRESOS (cont.)

	2022				
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	Total
Estaciones de servicio	-	892.398	-	-	892.398
Usinas	-	1.703	60.565	-	62.268
Distribuidoras	-	-	22.908	-	22.908
Distribución minorista de gas natural	-	-	54.484	-	54.484
Industrias, transporte y aviación	-	519.768	146.843	-	666.611
Agro	-	354.200	-	-	354.200
Industria petroquímica	-	93.578	-	-	93.578
Trading	-	120.516	-	-	120.516
Compañías petroleras	-	90.350	-	-	90.350
Comercialización de GLP	-	22.591	-	-	22.591
Otros canales de venta	7.319	19.278	15.439	62.271	104.307
	7.319	2.114.382	300.239	62.271	2.484.211

Mercado de destino

Las ventas al mercado interno ascienden a 15.028.809, 4.783.516 y 2.177.868 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Las ventas al mercado externo ascienden a 2.709.592, 603.366 y 306.343 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Asimismo, de acuerdo con el requerimiento de la NIIF 8, a continuación se desglosa la distribución de los ingresos por área geográfica en función de los mercados a los que van destinados:

	2024	2023	2022
Argentina	15.185.439	4.881.178	2.220.123
Países del Mercosur y asociados	1.724.917	412.782	146.156
Europa	251.904	54.929	53.532
Resto del mundo	732.771	135.655	106.655
	17.895.031	5.484.544	2.526.466

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos del Grupo.

- **Saldos de los contratos**

El siguiente cuadro provee información sobre créditos, activos de contratos y pasivos de contratos:

	2024		2023		2022	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en el rubro de "Créditos por ventas"	9.408	1.695.892	33.270	801.715	9.102	263.613
Activos de contratos	-	31.207	-	7.744	-	148
Pasivos de contratos	116.883	74.795	27.720	55.313	-	13.577

Los activos de contratos están relacionados principalmente con los trabajos realizados por el Grupo en el marco de los contratos de construcción.

Los pasivos de contratos están relacionados principalmente con anticipos recibidos de clientes bajo contratos de servicios de transporte, de venta de combustibles y productos agroindustriales, entre otros.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, el Grupo ha reconocido 47.946, 11.895 y 12.309, respectivamente, en la línea de “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes” en el rubro de “Ingresos” en el estado de resultados integrales, los cuales habían sido incluidos en el rubro de “Pasivos de contratos” en el estado de situación financiera al comienzo de cada ejercicio.

26. COSTOS

	2024	2023	2022
Inventarios al inicio del ejercicio	1.357.716	307.766	153.927
Compras	4.202.124	1.637.766	850.335
Costos de producción (1)	8.701.605	2.849.045	1.051.382
Efecto de conversión	352.967	1.074.139	130.529
Desvalorización de inventarios	(20.818)	-	-
Ajuste por inflación (2)	28.956	14.390	3.304
Reclasificaciones (3)	(6.990)	-	-
Inventarios al cierre del ejercicio	(1.593.666)	(1.357.716)	(307.766)
.	13.021.894	4.525.390	1.881.711

(1) Ver Nota 27.
(2) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los inventarios de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado en el rubro de "Otros resultados integrales" en el estado de resultados integrales.
(3) Corresponde a los saldos de nuestra subsidiaria YPF Brasil reclasificados al rubro de "Activos mantenidos para la venta" en el estado de situación financiera, ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en YPF Brasil".

27. GASTOS POR NATURALEZA

El Grupo presenta el estado de resultados integrales clasificando los gastos según su función como parte de los rubros de "Costos", "Gastos de administración", "Gastos de comercialización" y "Gastos de exploración". A continuación se brinda la información adicional a revelar requerida sobre la naturaleza de los gastos y su relación con la función dentro del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024				
	Costos de producción (2)	Gastos de administración (3) (5)	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales	1.040.903	300.036	138.773	13.113	1.492.825
Honorarios y retribuciones por servicios	66.509	241.083	45.272	304	353.168
Otros gastos de personal	286.492	29.108	13.177	4.004	332.781
Impuestos, tasas y contribuciones	166.824	23.136	937.366 (1)	-	1.127.326
Regalías, servidumbres y cánones	1.035.798	-	1.665	2.005	1.039.468
Seguros	87.068	4.804	3.599	-	95.471
Alquileres de inmuebles y equipos	213.017	1.129	14.755	-	228.901 (4)
Gastos de estudio	-	-	-	36.013	36.013
Depreciación de propiedades, planta y equipo	2.127.683	42.591	89.825	-	2.260.099
Amortización de activos intangibles	26.100	14.725	1.319	-	42.144
Depreciación de activos por derecho de uso	236.903	48	10.920	-	247.871
Materiales y útiles de consumo	501.371	5.002	7.389	2.289	516.051
Contrataciones de obra y otros servicios	612.868	12.627	51.034	16.273	692.802 (4)
Conservación, reparación y mantenimiento	1.627.411	36.743	39.410	19.205	1.722.769 (4)
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	128.226	128.226
Transporte, productos y cargas	510.837	-	437.182	-	948.019 (4)
Deudores de cobro dudoso	-	26.262	57.323	-	83.585
Gastos de publicidad y propaganda	-	43.251	53.859	-	97.110
Combustibles, gas, energía y otros	161.821	13.480	78.548	7.709	261.558 (4)
	8.701.605	794.025	1.981.416	229.141	11.706.187

(1) Incluye 221.146 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 554.659 correspondientes al IIBB.
(2) Incluye 40.882 correspondientes a gastos por actividades de investigación y desarrollo.
(3) Incluye 32.185 relacionados con el Plan de Generación de Valor imputado en la cuenta de "Provisión por planes de beneficios basados en acciones liquidables en efectivo" del rubro de "Remuneraciones y cargas sociales" en el estado de situación financiera.
(4) Incluye 38.965 y 83.710 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente.
(5) Incluye 12.106 correspondientes a honorarios y retribuciones devengados por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF.

27. GASTOS POR NATURALEZA (cont.)

	2023				
	Costos de producción [2]	Gastos de administración [4]	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales	390.885	108.106	47.083	4.035	550.109
Honorarios y retribuciones por servicios	19.709	77.141	16.244	67	113.161
Otros gastos de personal	87.834	9.374	4.332	397	101.937
Impuestos, tasas y contribuciones	38.468	8.616	257.017 [1]	-	304.101
Regalías, servidumbres y cánones	298.094	-	679	551	299.324
Seguros	24.546	1.442	803	-	26.791
Alquileres de inmuebles y equipos	63.684	236	4.791	-	68.711 [3]
Gastos de estudio	-	-	-	6.068	6.068
Depreciación de propiedades, planta y equipo	865.993	13.062	28.419	-	907.474
Amortización de activos intangibles	9.110	5.873	133	-	15.116
Depreciación de activos por derecho de uso	62.137	33	3.855	-	66.025
Materiales y útiles de consumo	176.880	2.157	3.926	70	183.033
Contrataciones de obra y otros servicios	133.556	3.485	19.212	1.796	158.049 [3]
Conservación, reparación y mantenimiento	458.639	14.970	13.167	30	486.806 [3]
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	6.483	6.483
Transporte, productos y cargas	157.699	-	148.309	-	306.008 [3]
Deudores de cobro dudoso	-	-	8.805	-	8.805
Gastos de publicidad y propaganda	-	12.091	19.658	-	31.749
Combustibles, gas, energía y otros	61.811	3.729	21.885	498	87.923 [3]
	2.849.045	260.315	598.318	19.995	3.727.673

(1) Incluye 27.261 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 182.574 correspondientes al IIBB.
(2) Incluye 18.402 correspondientes a gastos por actividades de investigación y desarrollo.
(3) Incluye 22.008 y 30.733 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente.
(4) Incluye 2.153 correspondientes a honorarios y retribuciones devengados por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF.

	2022				
	Costos de producción [2]	Gastos de administración [4]	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales	122.047	31.576	16.251	1.439	171.313
Honorarios y retribuciones por servicios	5.776	26.007	5.070	87	36.940
Otros gastos de personal	29.290	2.816	1.588	194	33.888
Impuestos, tasas y contribuciones	16.130	2.016	128.883 [1]	-	147.029
Regalías, servidumbres y cánones	135.454	-	306	433	136.193
Seguros	9.427	476	357	-	10.260
Alquileres de inmuebles y equipos	19.559	102	1.356	-	21.017 [3]
Gastos de estudio	-	-	-	2.481	2.481
Depreciación de propiedades, planta y equipo	318.543	7.802	11.674	-	338.019
Amortización de activos intangibles	3.711	2.487	54	-	6.252
Depreciación de activos por derecho de uso	26.610	15	1.675	-	28.300
Materiales y útiles de consumo	61.839	456	1.257	32	63.584
Contrataciones de obra y otros servicios	43.032	1.533	6.990	580	52.135 [3]
Conservación, reparación y mantenimiento	169.606	3.905	6.054	143	179.708 [3]
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.722	3.722
Transporte, productos y cargas	64.271	10	58.002	-	122.283 [3]
Deudores de cobro dudoso	-	-	2.471	-	2.471
Gastos de publicidad y propaganda	-	11.827	3.081	-	14.908
Combustibles, gas, energía y otros	26.087	1.179	12.655	16	39.937 [3]
	1.051.382	92.207	257.724	9.127	1.410.440

(1) Incluye 31.999 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 78.030 correspondientes al IIBB.
(2) Incluye 4.790 correspondientes a gastos por actividades de investigación y desarrollo.
(3) Incluye 8.259 y 13.578 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente.
(4) Incluye 728 correspondientes a honorarios y retribuciones devengados por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

28. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS

	2024	2023	2022
Juicios	(90.881)	(12.472)	28.699
Programa de Incremento Exportador [1]	69.017	54.145	-
Resultado por venta de activos [2]	6.611	-	-
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta [2]	(272.804)	-	-
Provisión por indemnizaciones [2]	(72.010)	-	-
Provisión por optimizaciones operativas [2]	(274.113)	-	-
Otros ingresos por seguros	5.153	-	-
Diversos	5.612	22.903	1.647
	(623.415)	64.576	30.346

(1) Ver Nota 36.h).
(2) Ver Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros”.

29. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2024		2023	2022
Ingresos financieros				
Intereses por efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones en activos financieros	40.172		100.350	36.120
Intereses por créditos comerciales	72.575		34.412	8.578
Otros ingresos financieros	11.842		9.566	1.761
Total ingresos financieros	124.589		144.328	46.459
Costos financieros				
Intereses por préstamos	(608.969)		(227.085)	(90.151)
Actualizaciones financieras de la provisión para el abandono de pozos de hidrocarburos	(311.337)	[1]	(74.058)	(20.805)
Otros costos financieros	(109.232)		(71.063)	(18.787)
Total costos financieros	(1.029.538)		(372.206)	(129.743)
Otros resultados financieros				
Diferencias de cambio generadas por préstamos	14.190		51.181	(513.096)
Diferencias de cambio generadas por efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones en activos financieros	(28.048)		(81.341)	46.282
Otras diferencias de cambio, netas	81.679		612.087	539.253
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	226.573		113.697	19.186
Resultado por instrumentos financieros derivados	(1.333)		1.863	(1.130)
Resultado por la posición monetaria neta	66.046		117.449	36.267
Programa de Incremento Exportador [3]	2.676		7.962	-
Resultado por transacciones con activos financieros	(1.959)		25.864	[2] -
Total otros resultados financieros	359.824		848.762	126.762
Total resultados financieros, netos	(545.125)		620.884	43.478

(1) Incluye 200.373 correspondiente a la actualización financiera de los pasivos asociados con los activos mantenidos para la venta, ver Notas 2.b.13) y 11.
(2) Incluye 15.042 correspondientes al ajuste por inflación del período.
(3) Ver Nota 36.h).

30. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS Y CONSORCIOS

El Grupo participa en UT y Consorcios que otorgan al Grupo un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato.

Las UT y Consorcios de exploración y explotación en los que participa el Grupo asignan la producción de hidrocarburos a los socios en función de los porcentajes de participación contractualmente establecidos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando éstos los efectos económicos respectivos.

30. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS Y CONSORCIOS (cont.)

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas de las UT y Consorcios en las que participa el Grupo se detallan a continuación:

	2024	2023	2022
Activo no corriente [1]	6.477.762	4.233.352	747.447
Activo corriente	596.499	92.692	27.740
Total del activo	7.074.261	4.326.044	775.187
Pasivo no corriente	462.812	252.204	52.133
Pasivo corriente	792.368	390.142	91.011
Total del pasivo	1.255.180	642.346	143.144
Costos de producción	2.220.186	614.391	190.729
Gastos de exploración	33.910	2.464	305

(1) No incluye cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo ya que los mismos son registrados por los socios participantes de las UT y Consorcios.

Al 31 de diciembre de 2024 las principales UT y Consorcios de exploración y explotación en los que el Grupo participa son las siguientes:

Nombre	Ubicación	Participación	Operador
Acambuco	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste	Neuquén	40,00%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana Este - Área Vaca Muerta	Neuquén	16,90%	Total Austral S.A.
Aguada Pichana Este - Residual	Neuquén	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe	Salta	53,00%	Tecpetrol S.A.
Bajada Añelo	Neuquén	50,00%	O&G Developments LTD S.A.
Bajo del Toro	Neuquén	50,00%	YPF
Bandurria Sur	Neuquén	40,00%	YPF
CAM-2/A SUR	Tierra del Fuego	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central - Cañadón Perdido [1]	Chubut	50,00%	YPF
CAN 100	Plataforma Continental Argentina	35,00%	Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina)
CAN 102	Plataforma Continental Argentina	50,00%	YPF
CAN 114	Plataforma Continental Argentina	50,00%	Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina)
Chachahuen	Mendoza	70,00%	YPF
Consorcio CNQ 7/A	La Pampa y Mendoza	50,00%	Pluspetrol S.A.
El Orejano	Neuquén	50,00%	YPF
El Tordillo	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Amarga Chica	Neuquén	50,00%	YPF
La Calera	Neuquén	50,00%	Pluspetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Ventana - Río Tunuyán	Mendoza	70,00%	YPF
Las Tacanas	Neuquén	50,00%	YPF
Lindero Atravesado	Neuquén	37,50%	Pan American Energy LLC
Loma Campana	Neuquén y Mendoza	50,00%	YPF
Loma del Molle	Neuquén	50,00%	YPF
Magallanes	Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Argentina	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Narambuena	Neuquén	50,00%	YPF
Pampa Yeguas I	Neuquén	50,00%	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.
Ramos	Salta	42,00%	Tecpetrol S.A.
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	YPF
Rio Neuquén	Neuquén	33,33%	YPF
San Roque	Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.

(1) Ver Nota 11 apartado “Proyecto Campos Maduros”.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

31. PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad posee un capital de 3.922 y acciones propias en cartera de 11, representados por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal $ 10 con derecho a 1 voto por acción que se encuentra totalmente suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2024 se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: (i) fusiones; (ii) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil; (iii) transferencia total de los derechos de exploración y explotación; (iv) disolución voluntaria de la Sociedad; (v) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de Argentina; o (vi) llevar a cabo cualquier adquisición que resulte en la tenencia, por parte del adquirente, del 15% o más del capital de la Sociedad, o 20% o más de las acciones Clase D en circulación. En los casos (iii) y (iv) se requerirá, además, previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

El 26 de abril de 2024 se celebró la Asamblea General de Accionistas la cual aprobó los estados financieros de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con los resultados acumulados: (i) desafectar íntegramente la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones; (ii) absorber las pérdidas acumuladas en resultados no asignados hasta la suma de 1.003.419; (iii) destinar la suma de 28.745 a constituir una reserva para la adquisición de acciones propias; y (iv) destinar la suma de 3.418.972 a constituir una reserva para inversiones.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol S.A. (“Repsol”) tenía una participación directa e indirecta del 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A.U. y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

La Ley N° 26.741, promulgada el 4 de mayo de 2012, modificó la estructura accionaria de la Sociedad declarando de interés público nacional y sujeto a expropiación a las acciones Clase D de la Sociedad en poder de Repsol, que representan el 51% del capital social de la Sociedad. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Las acciones sujetas a expropiación fueron distribuidas de la siguiente manera: 51% para el Gobierno Nacional y 49% para determinadas provincias.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 la Sociedad no ha recomprado acciones propias. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 la Sociedad ha recomprado 1.888.798 acciones propias emitidas por un monto de 4.243 a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones (ver Nota 38).

De acuerdo con las disposiciones de la LGS y las normas de la CNV, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma de las cuentas de “Capital” y “Ajuste de capital” y las diferencias de conversión que por política contable se originaron por dichas partidas (ver Nota 2.b.10)). Al 31 de diciembre de 2024, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 810.651. Asimismo, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad ha definido reservas voluntarias para futuros dividendos, para inversiones y para compra de acciones propias.

En virtud de las disposiciones del artículo 3 punto 11 apartados c) y e), Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, la distribución de los resultados no asignados y/o reservas se encuentra restringida por los saldos de las cuentas de “Costo de adquisición de acciones propias” y “Primas de negociación de acciones propias”, y las diferencias de conversión que por política contable se originaron por dichas partidas (ver Nota 2.b.10)). De acuerdo con el patrimonio neto de la Sociedad en su moneda funcional, el saldo restringido de resultados acumulados asciende a 72.137, 56.487 y 12.040 al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente, los cuales se componen de: (i) 28.880, 24.209 y 5.312 correspondientes al saldo de la cuenta de “Costo de adquisición de acciones propias”; y (ii) 43.257, 32.278 y 6.728 correspondientes al saldo de la cuenta de “Primas de negociación de acciones propias”, al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

31. PATRIMONIO (cont.)

De acuerdo con la política contable descripta en la Nota 2.b.10), el saldo de la cuenta de “Costo de adquisición de acciones propias” incluye 19.225,18.574 y 813 por las diferencias de conversión que se originaron por dicha partida al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente; y el saldo de la cuenta de “Primas de negociación de acciones propias” incluye 45.803, 31.891 y 6.570 por las diferencias de conversión que se originaron por dicha partida al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Cuando el saldo neto de los resultados no asignados al cierre del ejercicio sea positivo, podrá ser distribuible mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no esté sujeto a restricciones legales. Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido por las normas de la CNV, cuando el saldo neto de la cuenta de “Otros resultados integrales” sea positivo, éste no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la LGS, u otras normas legales o reglamentarias complementarias en las que se haga referencia a límites o relaciones con el capital y las reservas, que no tengan un tratamiento particular expreso en las normas de la CNV. Cuando el saldo neto de la cuenta “Otros resultados integrales” al cierre de un ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados no asignados por el mismo importe.

32. RESULTADO NETO POR ACCIÓN

El siguiente cuadro refleja el resultado neto y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo del resultado neto básico y diluido por acción:

	2024	2023	2022
Resultado neto	2.077.482	(1.561.217)	289.057
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	392.088.496	391.722.944	392.719.453
Resultado neto básico y diluido por acción	5.298,50	(3.985,51)	736,04

YPF no ha emitido instrumentos financieros u otros contratos que den lugar a acciones ordinarias potenciales por lo que el cálculo del resultado neto diluido por acción coincide con el cálculo del resultado neto básico por acción.

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS

33.a) Aspectos legales

33.a.1) Introducción

Al momento de su adquisición por YPF en 1995, Maxus Energy Corporation (“Maxus”) y ciertas de sus subsidiarias (incluyendo Tierra Solutions, Inc. (“TS”), Maxus International Energy Company (“MIEC”), Maxus (US) Exploration Company (“MUSE”) y Gateway Coal Company (“Gateway”), y junto a Maxus, TS, MIEC y MUSE, las “Entidades Maxus”) tendrían ciertas obligaciones relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemicals Company (“Chemicals”). En 1986 Maxus vendió Chemicals a Occidental Chemical Corporation (“Occidental”), y en el marco de esa venta acordó indemnizar a Chemicals y a Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals previo a esa fecha. Principalmente a raíz de dicha obligación de indemnización, las Entidades Maxus han estado involucradas en varios procesos administrativos y judiciales en Estados Unidos de naturaleza ambiental y contractual, tal y como se describe en la Nota 33.a.2).

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

En junio de 2016 cada una de las Entidades Maxus presentó una petición voluntaria bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos (“Ley de Quiebras de Estados Unidos”) ante el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware (“Tribunal de Quiebras”), el cual tuvo por efecto suspender los reclamos cruzados descriptos en la Nota 33.a.2.ii). En diciembre de 2016, en el marco del proceso de reorganización, las Entidades Maxus, en su carácter de deudores, presentaron ante el Tribunal de Quiebras su propuesta de plan de liquidación (“Plan de Liquidación”) de conformidad con la Ley de Quiebras de Estados Unidos. En marzo de 2017 las Entidades Maxus y el comité de acreedores de las Entidades Maxus (“Comité de Acreedores”) presentaron ante el Tribunal de Quiebras su propuesta de plan alternativo de liquidación (“Plan Alternativo”) bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, que contemplaba, entre otras cosas, la creación de un fideicomiso de liquidación (“Fideicomiso de Liquidación”) y la cancelación de la participación de YPF Holdings e YCLH Holdings, Inc. (“YCLH Holdings”, anteriormente CLH Holdings, Inc.) en el capital social de las Entidades Maxus. El Tribunal de Quiebras aprobó el Plan Alternativo en mayo de 2017, el cual fue confirmado y se hizo efectivo en julio de 2017.

En junio de 2018 el Fideicomiso de Liquidación inició una demanda judicial contra YPF, YPF Holdings, YCLH Holdings e YPF International (en conjunto, las “Demandadas YPF”), así como contra otras entidades no relacionadas con las Demandadas YPF ante el Tribunal de Quiebras reclamando supuestos daños por un monto de hasta US$ 14.000 millones, sobre la base de alegaciones de transferencias fraudulentas y de responsabilidad primaria de las Demandadas YPF por los pasivos de las Entidades Maxus bajo la teoría de responsabilidad como alter ego. A lo largo de las décadas de los 90 y los 2000, se realizaron ciertas operaciones de reestructuración de las operaciones internacionales del Grupo, incluyendo ciertas operaciones por parte de las sociedades que conformaban el grupo de las Entidades Maxus, las cuales fueron realizadas en el curso ordinario de los negocios con el objetivo legítimo de lograr mayores eficiencias en el manejo de dichas operaciones internacionales. Por su parte el Fideicomiso de Liquidación alegó que (i) estas operaciones de reestructuración constituyen transferencias fraudulentas por las que las Demandadas YPF son responsables, y (ii) las Demandadas YPF son el alter ego de las Entidades Maxus y responsables por todos sus pasivos, incluyendo los pasivos ambientales descriptos en la Nota 33.a.2.i). Las Demandadas YPF rechazaron todas estas alegaciones formuladas por el Fideicomiso de Liquidación por considerarlas sin mérito y obtuvieron una decisión en juicio sumario parcial a su favor por parte del Tribunal de Quiebras rechazando la teoría de “all liabilities” (responsabilidad por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus) propuesta por el Fideicomiso de Liquidación relativa a los alegados daños por alter ego, según se describe en la Nota 33.a.4).

El 6 de abril de 2023 las Demandadas YPF, el Fideicomiso de Liquidación y otras compañías no relacionadas a las Demandadas YPF (Repsol, S.A., Repsol Exploración S.A., Repsol USA Holdings LLC, Repsol E&P USA LLC, Repsol Offshore E&P USA Inc., Perenco Trinidad & Tobago (Holdings) ETVE SLU (anteriormente conocida como Repsol E&P T&T Limited) y Repsol Services Co., conjuntamente, las “Demandadas Repsol”) firmaron, entre otros documentos, un acuerdo conciliatorio y de liberación (“Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso”) en el que se establece la liberación y absolución total de todos los reclamos a cambio del pago de un importe conciliatorio, sujeto a la satisfacción o dispensa de ciertas condiciones, incluyendo aprobaciones judiciales y otros eventos procesales, según se describe en la Nota 33.a.4).

33.a.2) Antecedentes al Proceso de Reorganización de las Entidades Maxus bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos

A partir de la petición realizada por las Entidades Maxus ante el Tribunal de Quiebras bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos en junio de 2016, la Sociedad sólo tiene acceso a la información sobre los procesos administrativos y judiciales contra las Entidades Maxus que es publicada por las autoridades competentes y/o que es presentada públicamente por las partes que intervienen en dichos procesos, incluida la información publicada por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (Environmental Protection Agency, o “EPA”).

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

El desarrollo de estos procesos administrativos y judiciales resultaba relevante para la Sociedad a la luz del pedido del Fideicomiso de Liquidación al Tribunal de Quiebras para que las Demandadas YPF sean encontradas responsables por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus, incluyendo aquellos que podrían eventualmente surgir en el futuro a raíz de dichos procesos (teoría de "all liabilities"). Sin embargo, tal como se describe en la Nota 33.a.4), el 22 de junio de 2022 el Tribunal de Quiebras otorgó juicio sumario parcial a favor de las Demandadas YPF, rechazando la teoría de "all liabilities" (responsabilidad por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus) propuesta por el Fideicomiso de Liquidación relativa a los alegados daños por alter ego. Al rechazar la teoría de "all liabilities", el Tribunal de Quiebras coincidió con las Demandadas YPF en que los alegados daños por alter ego requieren la prueba de la causalidad y, por lo tanto, el Fideicomiso de Liquidación debía probar que los daños reclamados fueron causados por la alegada conducta de alter ego. Asimismo, tal como se describe en la Nota 33.a.4), el caso iniciado por el Fideicomiso de Liquidación ha sido desestimado.

33.a.2.i) Asuntos administrativos ambientales

En 1986 al momento de la venta de Chemicals a Occidental, TS (anteriormente Chemical Land Holdings, Inc.) era propietario de una planta química ubicada en la Avenida Lister en Newark, Nueva Jersey, en las orillas del Río Passaic. Dicha planta supuestamente habría realizado descargas que contaminaron el área aledaña a la planta ("Sitio Lister"), el Río Passaic y la Bahía de Newark. Después de dicha venta y hasta la fecha en que las Entidades Maxus presentaron la petición de reorganización al Tribunal de Quiebras en junio de 2016, dicha planta en el Sitio Lister siguió siendo propiedad de TS. Occidental alegó que, bajo el acuerdo de venta, Maxus se obligó a indemnizar a Occidental por todos los pasivos ambientales que pudieran ser responsabilidad de Chemicals o de Occidental relacionados con el Sitio Lister, el Río Passaic y la Bahía de Newark. A lo largo de la década de los 90 y subsecuentemente, la EPA, el Departamento de Protección Ambiental de Nueva Jersey (Department of Environmental Protection, o "DEP") y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (National Oceanic and Atmospheric Administration, o "NOAA") iniciaron varios procesos administrativos contra Occidental, las Entidades Maxus, y varias otras entidades en relación con el estudio y remediación de pasivos ambientales ubicados en el Sitio Lister, el Río Passaic, y la Bahía de Newark, los cuales dieron lugar a, entre otros, los citados a continuación:

- Estudio de factibilidad del 2014 y ROD del 2016 emitido por la EPA para la remediación ambiental de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic.
- Acciones de remoción próxima al Sitio Lister realizadas por TS bajo acuerdo de consentimiento con la EPA del 2008.
- Reporte de investigación de remediación del 2019 para las 17 millas inferiores del Río Passaic, estudio de factibilidad del 2020 para las 17 millas inferiores del Río Passaic, y ROD del 2021 emitido por la EPA para las 9 millas superiores del Río Passaic.
- Estudio de factibilidad para la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull.

A la fecha efectiva del Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso, del Acuerdo Conciliatorio Oxy y del Acuerdo Gubernamental (ver Nota 33.a.4)), ciertos procesos administrativos, de los cuales las Demandadas YPF no son parte, quedaban pendientes.

33.a.2.ii) Procesos judiciales en las cortes de Nueva Jersey por el Río Passaic

Con relación a la supuesta contaminación ocasionada en el Río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños, en 2005 el DEP demandó en el Tribunal de Nueva Jersey a Maxus, TS, YPF, YPF Holdings, YCLH Holdings, Repsol y otras entidades, incluyendo a Occidental (a las que más tarde fue añadida YPF International), buscando reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos, entre otros reclamos. Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes.

En 2008 Occidental interpuso reclamos cruzados ante el Tribunal de Nueva Jersey alegando que bajo el acuerdo de venta de Chemicals, Maxus sería responsable de indemnizar a Occidental por los daños que el DEP le reclamaba a Occidental, y que YPF, YPF Holdings, YCLH Holdings y Repsol (a las que más tarde fue añadida YPF International) también eran responsables por tales daños porque habían recibido transferencias fraudulentas de Maxus y/o eran el alter ego de Maxus. Las partes demandadas rechazaron dichas alegaciones, y presentaron las defensas correspondientes.

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

En 2013 el DEP firmó una propuesta de acuerdo conciliatorio con YPF, YPF Holdings, YPF International, YCLH Holdings, Maxus y TS ("Acuerdo Conciliatorio"). El Acuerdo Conciliatorio, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presentaba con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del Tribunal de Nueva Jersey. De acuerdo con los términos del Acuerdo Conciliatorio, el DEP acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic iniciados contra YPF, YPF Holdings, YPF International, YCLH Holdings, Maxus y TS, reconociendo además a éstas y a otros participantes en el litigio un límite de responsabilidad de US$ 400 millones colectivamente, para el caso de que fueran condenados. Como contraprestación Maxus realizaría un pago en efectivo de US$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo Conciliatorio.

Repsol llegó a un acuerdo transaccional con el DEP simultáneamente, acordando pagar un monto de US$ 65 millones (sujeto al mismo límite de US$ 400 millones descripto anteriormente).

En 2013 el Tribunal de Nueva Jersey aprobó el Acuerdo Conciliatorio y el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía de US$ 65 millones en cumplimiento del Acuerdo Conciliatorio.

Adicionalmente, el 16 de diciembre de 2014 el Tribunal de Nueva Jersey homologó un acuerdo transaccional por el cual el DEP aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental que estaban relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic a cambio del pago de US$ 190 millones y de una suma de hasta US$ 400 millones para reembolsar al Estado de Nueva Jersey en el caso de que éste tenga que pagar un porcentaje de los costos de acciones de remediación futuras de conformidad con la Ley Federal de Estados Unidos conocida como "Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act".

Tras la firma de los acuerdos transaccionales antes mencionados, los reclamos cruzados entre las partes demandadas (Occidental, Maxus, TS, YPF, YPF International, YPF Holdings, YCLH Holdings y Repsol) quedaban pendientes de resolución por el Tribunal de Nueva Jersey.

Sin embargo, dichos reclamos cruzados quedaron suspendidos el 17 de junio de 2016 cuando Maxus, TS, y otras compañías afiliadas realizaron, cada una, una petición voluntaria bajo el Capítulo 11 en el Tribunal de Quiebras, según lo descripto en la Nota 33.a.3). El 28 de junio de 2016, a pedido de Occidental, el Tribunal de Nueva Jersey transfirió los reclamos remanentes del juicio del Río Passaic desde el Tribunal de Nueva Jersey al Tribunal de Quiebras.

El 2 de agosto de 2023, un escrito de desistimiento de todos los reclamos fue presentado ante el Tribunal de New Jersey, haciendo efectiva la desestimación inmediata con pérdida de derechos (with prejudice) de la acción a partir de esa misma fecha.

33.a.3) Proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos

El 17 de junio de 2016 cada una de las Entidades Maxus realizó una petición voluntaria ante el Tribunal de Quiebras bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos. En este marco, las Entidades Maxus llegaron a un acuerdo ("Acuerdo 2016") con YPF, YPF Holdings, YCLH Holdings, YPF International e YPF Services USA Corp. ("YPF Services") (en conjunto, las "Entidades YPF"), para resolver todos los eventuales reclamos de las Entidades Maxus contra las Entidades YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, los cuales las Entidades YPF entienden carecía de fundamentos.

El Acuerdo 2016 preveía: (i) el otorgamiento de un préstamo de 1 año de duración por parte de YPF Holdings por un monto de hasta US$ 63,1 millones ("DIP Loan") destinado a financiar las actividades de las Entidades Maxus durante un proceso de reorganización/quiebra; y (ii) un pago de US$ 130 millones a las Entidades Maxus ("Settlement Payment") por todos los potenciales reclamos que las Entidades Maxus podrían tener contra las Entidades YPF.

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

El 29 de diciembre de 2016 las Entidades Maxus presentaron ante el Tribunal de Quiebras su propuesta de Plan de Liquidación bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos. El Plan de Liquidación preveía un pago de US$ 130 millones bajo el Acuerdo 2016 y establecía que, si el Acuerdo 2016 era aprobado, parte de los US$ 130 millones serían depositados a: (i) un fideicomiso de liquidación para distribuir entre los distintos acreedores; y (ii) un fideicomiso de respuesta ambiental para uso en tareas de remediación. Asimismo, si el Plan de Liquidación fuese aprobado, el Acuerdo 2016 con las Entidades Maxus también sería aprobado y todos los reclamos contra las Entidades YPF, incluidas las alegaciones sobre alter ego serían desestimadas a cambio del pago de los US$ 130 millones comprometidos.

El Plan de Liquidación, sin embargo, establecía ciertas actividades contingentes para el caso en que el Tribunal de Quiebras no aprobase el Acuerdo 2016. En ese escenario, el reclamo de las Entidades Maxus contra las Entidades YPF, incluyendo los reclamos por alter ego se transferirían a un fideicomiso de liquidación.

El 28 de marzo de 2017 las Entidades Maxus y el Comité de Acreedores presentaron el Plan Alternativo que no incluía el Acuerdo 2016 con las Entidades YPF.

Según el Plan Alternativo, el Fideicomiso de Liquidación podía presentar reclamos de alter ego y cualquier otro reclamo que pertenezca a la masa concursal contra las Entidades YPF. El Fideicomiso de Liquidación sería financiado por Occidental en su carácter de acreedor de las Entidades Maxus. En este marco, el Plan Alternativo no contemplaba la implementación del Acuerdo 2016, y el 10 de abril de 2017 YPF Holdings notificó que esta situación configuraba un evento de incumplimiento bajo el DIP Loan. Mediante la aprobación del financiamiento ofrecido por Occidental en el marco del Plan Alternativo, el Tribunal de Quiebras ordenó la devolución de los montos exigibles (US$ 12 millones) bajo los términos del DIP Loan, los cuales fueron posteriormente devueltos a YPF Holdings.

El 22 de mayo de 2017 el Tribunal de Quiebras emitió una orden confirmando el Plan Alternativo presentado por el Comité de Acreedores y las Entidades Maxus, el cual se hizo efectivo el 14 de julio de 2017. A través del Plan Alternativo se creó el Fideicomiso de Liquidación, el cual inició en 2018 la demanda descripta a continuación en la Nota 33.a.4).

33.a.4) Reclamo del Fideicomiso de Liquidación

El 14 de junio de 2018 el Fideicomiso de Liquidación inició una demanda judicial contra las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol ante el Tribunal de Quiebras, reclamando supuestos daños por un monto de hasta US$ 14.000 millones, sobre la base de alegaciones de transferencias fraudulentas y responsabilidad primaria como alter ego de las Entidades Maxus (“Reclamo del Fideicomiso de Liquidación”). De conformidad con lo detallado anteriormente, a lo largo de las décadas de los 90 y los 2000, se realizaron varias operaciones de reestructuración de las operaciones internacionales del Grupo, incluyendo operaciones de sociedades que conformaban el grupo de las Entidades Maxus, las cuales fueron realizadas en el curso ordinario de los negocios con el objetivo legítimo de lograr mayores eficiencias en el manejo de dichas operaciones internacionales. Por su parte, en contra de las Demandadas YPF, el Fideicomiso de Liquidación alegó que (i) estas operaciones de reestructuración constituyeron transferencias fraudulentas por las que las Demandadas YPF eran responsables, y (ii) las Demandadas YPF eran el alter ego de las Entidades Maxus y responsables por todos sus pasivos, incluyendo los pasivos ambientales descriptos en la Nota 33.a.2.i). Las Demandadas YPF rechazaron dichas alegaciones y presentaron una moción solicitando se desestime el Reclamo del Fideicomiso de Liquidación (motion to dismiss).

Entre el 19 de octubre de 2018 y el 22 de enero de 2019 se completaron varios actos procesales relacionados con la motion to dismiss. Del mismo modo, durante dicho período, las Demandadas Repsol también interpusieron una moción solicitando que el Tribunal de Quiebras desestimara el Reclamo del Fideicomiso de Liquidación. El 15 de febrero de 2019 el Tribunal de Quiebras rechazó ambas mociones.

El 1 de marzo de 2019 las Demandadas YPF realizaron una presentación a fin de apelar la orden de fecha 15 de febrero de 2019 desestimando la motion to dismiss. La apelación fue denegada por el Tribunal del Distrito de Delaware el 12 de septiembre de 2019 y las partes procedieron con el proceso de prueba (discovery).

Aun estando pendiente la apelación mencionada, el 1 de abril de 2019 las Demandadas YPF, por un lado, y las Demandadas Repsol, por el otro, contestaron la demanda iniciada por el Fideicomiso de Liquidación.

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

En el marco del Reclamo del Fideicomiso de Liquidación, durante 2019 y 2020 la actividad judicial se concentró en (i) la presentación de mociones para retirar la referencia (motions to withdraw the reference), cuya finalidad era la de lograr que un asunto sea transferido a un tribunal ordinario en lugar de un tribunal de quiebras, (ii) el proceso de prueba (discovery), (iii) la presentación de una moción de descalificación (motion to disqualify) contra los abogados del Fideicomiso de Liquidación y, (iv) la definición de las etapas procesales.

El 23 de marzo de 2020 el Tribunal del Distrito de Delaware denegó las mociones para retirar la referencia planteadas por las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol por prematuras.

Con relación al proceso de prueba (fact discovery), la actividad judicial incluyó principalmente procedimientos relacionados a la definición de la prueba documental y testimonial a ser producida en el proceso. El proceso de prueba (discovery) de hechos concluyó sustancialmente el 21 de octubre de 2021, y el proceso de prueba (discovery) de expertos concluyó el 8 de abril de 2022.

Con relación a la motion to disqualify de los abogados del Fideicomiso de Liquidación, el 19 de diciembre de 2020 las Demandadas YPF presentaron una motion to disqualify de White & Case LLP como abogados del Fideicomiso de Liquidación en el entendimiento de que dicha firma de abogados estaría impedida de actuar en esa capacidad con motivo en la existencia de conflictos de intereses resultantes de la incorporación a la firma de la abogada Jessica Boelter, ex socia de la firma Sidley Austin LLP y parte integrante del equipo de abogados que asesoró a las Demandadas YPF en este proceso.

El 6 de abril de 2021 el Tribunal de Quiebras rechazó dicha motion to disqualify, decisión que fue apelada por las Demandadas YPF ante el Tribunal de Apelaciones del Tercer Circuito.

El 9 de septiembre de 2022 el Tribunal de Apelaciones del Tercer Circuito emitió una decisión afirmando la decisión del Tribunal de Quiebras desestimando la motion to disqualify.

El 16 de marzo de 2022 el Fideicomiso de Liquidación presentó una moción de juicio sumario parcial con respecto a ciertas de sus pretensiones en contra de las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol. Dicha moción no solicitó una decisión pecuniaria en esta instancia, reconociendo que ciertas cuestiones debieran resolverse en la etapa de juicio oral (trial).

El 27 de abril de 2022 las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol presentaron tanto sus mociones de juicio sumario como las respectivas oposiciones a la moción de juicio sumario presentada por el Fideicomiso de Liquidación.

El 13 de junio de 2022 se celebró una audiencia ante el Tribunal de Quiebras para la presentación de alegatos orales en relación con las mociones de juicio sumario. El 22 de junio de 2022 el Tribunal de Quiebras emitió una decisión rechazando la moción de juicio sumario presentada por el Fideicomiso de Liquidación señalando, entre otras consideraciones, que había cuestiones relevantes de hecho en disputa que debían ser resueltas en la etapa de juicio oral (trial). El Tribunal de Quiebras también otorgó juicio sumario parcial a favor de las Demandadas YPF rechazando la teoría de “all liabilities” (responsabilidad por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus) propuesta por el Fideicomiso de Liquidación relativa a los alegados daños por alter ego. Asimismo, al rechazar la teoría de “all liabilities” propuesta por el Fideicomiso de Liquidación, el Tribunal de Quiebras coincidió con las Demandadas YPF en que los alegados daños por alter ego requieren la prueba de la causalidad y, por lo tanto, el Fideicomiso de Liquidación debía probar que los daños reclamados fueron causados por la alegada conducta de alter ego. El Tribunal de Quiebras sostuvo además que la responsabilidad por la alegada conducta de alter ego de las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol era una cuestión que debía resolverse en la etapa de juicio oral (trial) antes de abordar la cuestión referida al monto de daños, si los hubiera.

El 30 de septiembre de 2022 el Tribunal de Quiebras confirmó las fechas propuestas por las partes para llevar adelante la etapa de juicio oral (trial) durante los meses de marzo y abril de 2023. El 3 de enero de 2023 las partes solicitaron conjuntamente que se suspendieran todos los plazos programados y las fechas para el juicio oral (trial), y que se reservara para el juicio oral (trial) el período comprendido entre el 19 de junio y el 31 de julio de 2023. El Tribunal de Quiebras concedió dicha solicitud ese mismo día.

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

De acuerdo con lo mencionado en la Nota 33.a.1), el 6 de abril de 2023, las Demandadas YPF, las Demandadas Repsol y el Fideicomiso de Liquidación firmaron el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso. De conformidad con el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso, el Fideicomiso de Liquidación acordó desestimar (dismiss with prejudice) todas las acciones iniciadas contra las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol y otorgar una liberación y absolución total de los reclamos a cambio del pago de US$ 575 millones, de los cuales las Demandadas YPF acordaron pagar US$ 287,5 millones (menos ciertas deducciones) más los intereses que se devenguen desde el 1 de mayo de 2023 hasta la fecha de pago. La acción civil pendiente ante el Tribunal de Nueva Jersey contra las Demandadas YPF (ver Nota 33.a.2.ii)) también formó parte de las desestimaciones y liberaciones descriptas.

Además del Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso, las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol firmaron un acuerdo conciliatorio y de liberación (“Acuerdo Conciliatorio Oxy”) con Occidental y varias otras entidades vinculadas a Occidental, incluyendo Occidental Petroleum Corporation y Occidental Chemical Holding Corporation (conjuntamente, las “Partes Oxy”). De conformidad con el Acuerdo Conciliatorio Oxy, el cual no exigía ningún pago adicional a los importes incluidos en el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso como consecuencia de los beneficios para las Partes Oxy en virtud de dicho acuerdo, las Partes Oxy acordaron renunciar a todos los reclamos que puedan tener contra las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol en relación con las Entidades Maxus, el Río Passaic y otras zonas sujetas a remediación ambiental.

Las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol también firmaron un acuerdo conciliatorio y un pacto de no demandar (“Acuerdo Gubernamental”) con varias entidades gubernamentales de Estados Unidos, incluido el Departamento de Justicia de Estados Unidos (en nombre de la EPA, el Departamento del Interior y el NOAA) y los Estados de Ohio y Wisconsin (“Partes Gubernamentales”). Las Partes Gubernamentales se han comprometido a no demandar a las Demandadas YPF o a las Demandadas Repsol con respecto a reclamos similares a los que el Fideicomiso de Liquidación ha interpuesto, así como a determinados reclamos en virtud de la Ley de Respuesta, Compensación y Responsabilidad Ambiental (Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act, “CERCLA”) de Estados Unidos. Dados los beneficios para las Partes Gubernamentales en virtud del Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso, el Acuerdo Gubernamental tampoco exigía ningún pago adicional a los importes incluidos en el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso.

Como se ha indicado anteriormente, el pago de las Demandadas YPF al Fideicomiso de Liquidación, y la desestimación y renuncia de las acciones y reclamos en contra de las Demandadas YPF bajo los acuerdos arriba descriptos, estaban sujetos a una serie de condiciones y eventos procesales, incluyendo la obtención de una decisión judicial final aprobando el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso y una decisión judicial final aprobando el Acuerdo Gubernamental. El 2 de agosto de 2023, luego del cumplimiento de todas las condiciones y eventos procesales, las Demandadas YPF realizaron el pago bajo el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso, y las desestimaciones y liberaciones descriptas entraron en vigencia con respecto a las Demandadas YPF, incluyendo la desestimación de todas las acciones estatales y federales relevantes en contra de las Demandadas YPF.

33.b) Aspectos contables

En relación con la presentación del proceso ante el Tribunal de Quiebras bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos por parte de las Entidades Maxus, el 17 de junio de 2016, tal como se describe en la Nota 33.a.2), la Sociedad consideró oportunamente que éste es un evento que requería reconsiderar si la consolidación de las Entidades Maxus continuaba siendo apropiada. Para realizar este análisis, la Sociedad siguió los lineamientos establecidos en la NIIF 10 para reevaluar si mantenía el control sobre las actividades de las Entidades Maxus. Este análisis, de acuerdo con lo establecido en la NIC 8, se complementó con los criterios establecidos en la Norma de Estados Unidos ASC 810 publicada por el FASB, cuyos principios son consistentes con la NIIF 10, pero que tratan en forma más detallada las cuestiones relacionadas con la consolidación de entidades que ingresan en un proceso específico de reorganización bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos.

Generalmente, cuando una entidad se presenta para su reorganización bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, los accionistas pierden el poder para tomar decisiones que tienen un impacto significativo en la performance económica de los negocios de las entidades porque ese poder se transfiere típicamente al Tribunal de Quiebras.

33. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

La presentación realizada por las Entidades Maxus bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos tuvo efectos relevantes en los derechos de YPF Holdings como accionista de dichas entidades dado que los acreedores del proceso de quiebra (los "Acreedores") reemplazaron a los accionistas en su capacidad legal para presentar demandas derivadas contra los directores por parte de las Entidades Maxus por incumplimiento de sus obligaciones fiduciarias, ya que los Acreedores deben ser los principales beneficiarios de cualquier incremento de valor en dichas entidades. Sin embargo, a la fecha de presentación de la petición voluntaria de reorganización bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, YPF Holdings mantuvo su derecho de designar a los directores de las Entidades Maxus a través de las asambleas de accionistas, salvo que el Tribunal de Quiebras ordenara lo contrario. Adicionalmente, la presentación realizada en el Tribunal de Quiebras también tuvo efectos sobre las responsabilidades y funciones del directorio y gerencia de las Entidades Maxus. Cada una de las Entidades Maxus se convirtió en un "deudor en posesión", por lo que, de acuerdo con la Ley de Quiebras de Estados Unidos, permaneció en posesión de su propiedad y, sujeto a ciertas limitaciones, estuvieron autorizadas a llevar adelante el normal manejo de sus operaciones, salvo que el Tribunal de Quiebras ordenara lo contrario. Aun así, durante el plazo que dure el proceso bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, el directorio de las Entidades Maxus no tiene discrecionalidad absoluta, dado que cualquier decisión fuera del curso ordinario de los negocios de las Entidades Maxus estará sujeta a la aprobación del Tribunal de Quiebras.

Asimismo, el 8 de noviembre de 2016 las Entidades Maxus modificaron sus estatutos a fin de otorgar mayor poder de decisión a los directores independientes.

Adicionalmente, el Plan Alternativo aprobado por el Tribunal de Quieras fue confirmado y se hizo efectivo en julio de 2017, el cual tuvo como efecto, entre otras cosas, la cancelación de la participación de YPF Holdings e YCLH Holdings en el capital social de las Entidades Maxus y, como consecuencia, estas compañías dejaron de tener participación en las Entidades Maxus.

Por todo lo expuesto, la Sociedad entiende que YPF Holdings dejó de tener influencia en las operaciones y los resultados de las Entidades Maxus, condición necesaria establecida por la NIIF 10 para establecer la existencia de un control financiero efectivo y, por ende, el 17 de junio de 2016 procedió a la desconsolidación de las inversiones de las Entidades Maxus.

34. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

El Grupo posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión de la Sociedad y de sus asesores legales poseen perspectiva posible. En este orden, y sobre la base de la información disponible para el Grupo, incluyendo entre otros el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los litigios, los resultados de las evidencias que se presenten en las causas judiciales, y la evaluación de los asesores internos y externos, el Grupo no puede estimar una pérdida o rango de pérdida razonablemente posible respecto a ciertas cuestiones descriptas en la Nota 34.b).

34.a) Activos contingentes

El Grupo no posee activos contingentes significativos.

34.b) Pasivos contingentes

34.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficiarios de la Patagonia ("ASSUPA")**

ASSUPA demandó a empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de distintas cuencas (Neuquina en el año 2003, Noroeste en el año 2010, y Austral en el año 2012), entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera. En subsidio pidió que se constituya un fondo de restauración ambiental y se adopten medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro.

Empresas concesionarias de áreas de la cuenca Neuquina

La demanda ha sido contestada por YPF y por el resto de las partes demandadas. Luego de diversas incidencias, el 30 de diciembre de 2014 la CSJN dictó 2 sentencias interlocutorias. Por la primera, la Corte declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones interjurisdiccionales (por ejemplo, la cuenca del Río Colorado). Por la segunda, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol S.A. y a los directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

Como consecuencia de tal decisión, un particular inició una acción preventiva de daños para disminuir los supuestos daños y evitar daños futuros (acción de reparación de daños y perjuicios) consistente en la reparación integral de los daños colectivos supuestamente causados por la actividad hidrocarburífera de YPF en la Provincia de Neuquén. En dicha acción YPF contestó la demanda y requirió la citación del Estado Nacional, del Estado Provincial y de otras compañías petroleras de la zona.

Empresas concesionarias de áreas de la cuenca del Noroeste

El 1 de diciembre de 2014 YPF fue notificada de la demanda y solicitó la suspensión de los plazos procesales por defectos en la notificación, tal suspensión fue concedida por el juzgado. El 19 de abril de 2017 YPF fue notificada de la resolución del juzgado que ordena la reanudación de los plazos procesales y opuso excepción de defecto legal, al igual que otros codemandados. El juzgado dispuso la suspensión de los plazos para contestar la demanda hasta tanto exista resolución definitiva de la excepción de defecto legal. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los plazos procesales se encuentran suspendidos hasta la digitalización de las actuaciones.

Empresas concesionarias de áreas de la cuenca Austral

El 2 de noviembre 2015 YPF fue notificada de la demanda y solicitó la suspensión de los plazos procesales por defectos en la notificación. Tal suspensión fue concedida por el tribunal y luego de distintas incidencias con distintos codemandados y citados, el juzgado ordenó el 23 de junio de 2020 una nueva notificación con el traslado de la demanda. La decisión fue apelada por la actora.

34. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

El 12 de mayo de 2021 el expediente fue remitido a la Cámara de Apelaciones Federal en lo Contencioso Administrativo para la resolución del recurso de apelación interpuesto por la actora, por la cual el juez dispuso hacer lugar al planteo de YPF, entre otras codemandadas, ordenando el traslado de la demanda. El 8 de noviembre de 2022 la Cámara de Apelaciones Federal en lo Contencioso Administrativo confirmó la resolución del Juzgado de Primera Instancia por la cual ordenó correr un nuevo traslado de la demanda.

- **Dock Sud, Río Matanza, Riachuelo, Quilmes y Refinería Luján de Cuyo**

En el año 2006 vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a 44 empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 14 municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud han iniciado otros 2 juicios ambientales, uno de ellos fue desistido en relación con YPF, mientras que en el otro juicio se reclama a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas a YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de la localidad de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo con la Ley de Privatización de YPF.

Mediante sentencia del 8 de julio de 2008 la CSJN:

- Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca Matanza Riachuelo (“ACUMAR”), Ley Nº 26.168, el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsables de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho Juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación con las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de dicha cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, YPF ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un plan de reconversión industrial con relación a ciertas instalaciones de YPF, el cual ha sido presentado, no obstante haberse recurrido las resoluciones mencionadas.
- Decidió que el proceso relativo a la determinación de las responsabilidades derivadas de las conductas adoptadas en el pasado, por la reparación del daño ambiental colectivo, continuaría ante la CSJN.

El 22 de octubre de 2024 la CSJN dictó sentencia definitiva mediante la cual: (i) dio por finalizada la supervisión del cumplimiento de la sentencia del 8 de julio de 2008 por parte de la CSJN; (ii) dio por finalizada la causa por la reparación del daño ambiental colectivo sin condenar a ninguna de las 44 empresas demandadas; (iii) impuso las costas en el orden causado y; (iv) decidió que los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación continuarán su trámite ante el juzgado que corresponda. YPF no es parte en dichos litigios.

Adicionalmente a lo mencionado en la Nota 17.a.4), referida a reclamos ambientales en Quilmes, la Sociedad tiene otros reclamos judiciales y no judiciales activos en su contra, basados en argumentos similares.

Por otra parte, las tareas de monitoreo realizadas en forma rutinaria por YPF han permitido advertir cierto grado de afectación en el subsuelo correspondiente a las proximidades de la Refinería Luján de Cuyo, lo que ha motivado la ejecución de un programa de relevamiento, evaluación y remediación de situaciones ambientales que la Sociedad ha acordado con organismos de aplicación de la Provincia de Mendoza, cuyos costos se han reconocido en la cuenta de “Provisión para gastos de medioambiente” del rubro “Provisiones” en el estado de situación financiera.

Respecto de la afectación del acuífero circundante a la Refinería Luján de Cuyo se llevó a cabo un plan de investigación detallado con el fin de caracterizar, analizar el riesgo e implementar las acciones de mitigación; desarrollándose luego la ingeniería de remediación que actualmente se está implementando. El seguimiento de dicha remediación es llevado a cabo con el control y acompañamiento del Instituto Nacional del Agua (“INA”) y autoridades locales.

34. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

34.b.2) Reclamos contenciosos

- **Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, "Petersen") - Empresas Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. (en conjunto, "Eton Park"; y junto con Petersen, los "Demandantes")**

Los demandantes en este proceso son Petersen y Eton Park, anteriores titulares de ADRs que evidencian ADSs que representan acciones Clase D de YPF. Petersen presentó su reclamo el 8 de abril de 2015 y Eton Park presentó su reclamo el 3 de noviembre de 2016. Ambos reclamos fueron iniciados ante el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York ("Tribunal de Distrito") contra la República Argentina ("República") e YPF. Los reclamos se fundamentan en la intervención de la República en YPF en 2012 y la posterior expropiación por parte de la República de una participación mayoritaria en YPF que poseía Repsol (ver Nota 31). Petersen y Eton Park alegan que la República e YPF incumplieron supuestas obligaciones contenidas en el estatuto de la Sociedad. Los reclamos de Petersen y Eton Park se consideran reclamos relacionados, tramitan en forma conjunta y fueron asignados al mismo Tribunal de Distrito.

El 8 de septiembre de 2015, antes de que Eton Park presentara su reclamo, la República e YPF presentaron mociones para desestimar el reclamo de Petersen. El 19 y 23 de octubre de 2015 Petersen presentó oposiciones a las mociones de desestimación de la República e YPF, respectivamente. El 9 de septiembre de 2016 el Tribunal de Distrito emitió una decisión denegando parcialmente las mociones de desestimación. La Sociedad y la República apelaron esta decisión solicitando la desestimación completa del reclamo. YPF y la República argumentaron que, en el supuesto que el reclamo fuera procedente, el reclamo debía tramitar en Argentina (forum non conveniens). El Tribunal de Apelaciones de Estados Unidos para el Segundo Circuito ("Tribunal de Apelaciones") sostuvo que el Tribunal de Distrito tenía jurisdicción sobre este asunto. El 31 de octubre de 2018 YPF y la República apelaron esta decisión ante la Corte Suprema de Estados Unidos ("Corte Suprema"). El 24 de junio de 2019 la Corte Suprema rechazó considerar el recurso de apelación.

El 30 de agosto de 2019 la República e YPF presentaron mociones para desestimar los casos de Petersen y Eton Park alegando nuevamente que los procesos debían tramitar en Argentina (forum non conveniens). El 5 de junio de 2020 el Tribunal de Distrito rechazó estas mociones de desestimación. La República e YPF presentaron sus contestaciones a la demanda de Petersen el 8 de julio de 2019 y a la demanda de Eton Park el 10 de julio de 2020. El 13 de julio de 2020 el Tribunal de Distrito emitió una resolución ordenando a las partes avanzar con el proceso de prueba de hechos y con el proceso de prueba de expertos. Dada la superposición entre los procesos de Petersen y Eton Park, dichos procesos avanzaron de manera conjunta y las partes realizaron un proceso de prueba consolidado para ambos reclamos. El proceso de prueba de hechos concluyó el 27 de agosto de 2021.

El proceso de prueba de expertos concluyó el 6 de abril de 2022. El 14 de abril de 2022 Petersen y Eton Park (los "Demandantes") e YPF y la República (los "Demandados") presentaron escritos de apertura en apoyo de las mociones cruzadas de juicio sumario en los reclamos de Petersen y Eton Park. Los Demandantes argumentaron que el Tribunal de Distrito debería dictar una sentencia sumaria a su favor respecto de la responsabilidad y los daños reclamados a YPF y a la República. En sus escritos de apertura, tanto YPF como la República argumentaron que no tienen ninguna responsabilidad ni deben indemnizar a los Demandantes y que, por lo tanto, el Tribunal de Distrito debería dictar una sentencia sumaria a su favor y desestimar todos los reclamos restantes en su contra. Las partes presentaron escritos de oposición y de réplica el 26 de mayo de 2022 y el 23 de junio de 2022, respectivamente.

El 30 de marzo de 2023 el Tribunal de Distrito concedió la moción de juicio sumario de YPF y denegó en su totalidad la moción de juicio sumario de los Demandantes respecto de YPF. El Tribunal de Distrito decidió que YPF no tiene responsabilidad contractual y no debe ningún daño a los Demandantes por incumplimiento contractual y, en consecuencia, desestimó los reclamos de los Demandantes en contra de YPF.

De acuerdo con la decisión emitida el 30 de marzo de 2023, en la sentencia final dictada el 15 de septiembre de 2023 el Tribunal de Distrito ordenó, sentenció y decretó que todos los reclamos de los Demandantes contra YPF quedaron desestimados, decretando que YPF no tiene responsabilidad contractual y no debe ningún daño a los Demandantes por incumplimiento contractual.

34. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

El 18 de octubre de 2023 los Demandantes apelaron la sentencia final del Tribunal de Distrito con relación a YPF, y aquellas órdenes que, a los efectos de la apelación, se consolidan en dicha sentencia.

El 23 de octubre de 2023 YPF notificó la interposición de un recurso de apelación cruzada condicional.

Las apelaciones interpuestas por las partes en estos procedimientos quedaron completamente sustanciadas al 6 de septiembre de 2024. La Corte de Apelaciones del Segundo Circuito fijará fecha para alegatos orales.

El 1 de abril de 2024, los Demandantes presentaron una moción de entrega (turnover motion), la cual tomó carácter público (y se volvió accesible para YPF) el 22 de abril de 2024, en la que solicitan al Tribunal de Distrito que ordene a la República entregar las acciones Clase D de YPF en poder de la República a los Demandantes en cumplimiento parcial de la sentencia del Tribunal de Distrito contra la República en este procedimiento.

Los Demandantes y la República terminaron de sustanciar la moción de entrega el 8 de julio de 2024. El Tribunal de Distrito podría, aunque no tiene obligación de, celebrar una audiencia de alegatos orales antes de emitir una decisión sobre la moción. Adicionalmente, la decisión del Tribunal de Distrito sobre la moción de entrega podría ser apelada por los Demandantes o la República de acuerdo con las reglas procesales aplicables. YPF no es parte de la moción de entrega.

Los Demandantes han solicitado la producción de documentos (discovery) por parte de YPF relacionados con su teoría de que YPF podría ser un alter ego de la República. YPF niega ser un alter ego y se opuso a las solicitudes de documentos de los Demandantes. El 28 de mayo de 2024 el Tribunal de Distrito ordenó a YPF que produjera documentos (discovery) en respuesta a las solicitudes de los Demandantes. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los Demandantes no han solicitado que el Tribunal de Distrito determine que YPF es un alter ego de la República, y la decisión del Tribunal de Distrito ordenando la producción de documentos (discovery) no constituye un pronunciamiento del Tribunal de Distrito que acepte la teoría del alter ego de los Demandantes.

El 12 de agosto de 2024 YPF presentó un escrito solicitando al Tribunal de Distrito que emita una orden prohibiendo de forma definitiva que los Demandantes puedan ejecutar contra YPF la sentencia final dictada el 15 de septiembre de 2023 contra la República, argumentando que la teoría del alter ego de los Demandantes precluyó por aplicación de la doctrina de la cosa juzgada. Los Demandantes presentaron su oposición e YPF presentó su réplica.

El 15 de noviembre de 2024 el Tribunal de Distrito suspendió la producción de documentos (discovery) por parte de YPF relacionada con la teoría del alter ego mientras considera presentaciones adicionales realizadas por YPF, la República, y los Demandantes respecto de ciertas cuestiones actualmente pendientes de resolución judicial. Dichas presentaciones adicionales terminaron de realizarse el 24 de enero de 2025.

La Sociedad continuará defendiéndose conforme el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

La Sociedad continuará reevaluando el estado del litigio y su posible impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo, conforme sea necesario.

34.b.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

- **Reclamos por precios en la venta de combustibles**

El Grupo fue sujeto de ciertos reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC y respondidos oportunamente por YPF.

34.b.4) Otras causas

Asimismo existen otras causas laborales, civiles y comerciales en las que el Grupo es demandado y diversos reclamos por parte de la ARCA y fiscos provinciales y municipales, individualmente no significativas, para las cuales no se ha constituido una provisión debido a que la Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

35. COMPROMISOS CONTRACTUALES

35.a) Concesiones de explotación, concesiones de transporte y permisos de exploración

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 el Grupo ha obtenido concesiones de explotación, concesiones de transporte y permisos de exploración que incluyen compromisos de realización de ciertas inversiones y gastos y de mantenimiento de niveles de actividad. Adicionalmente se han obtenido prórrogas sobre ciertas concesiones y permisos y revertido ciertas áreas. A continuación se describen los acuerdos, concesiones y permisos más relevantes que tuvieron lugar en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024:

- **Permisos de exploración offshore AUS 105 y AUS 106**

El 1 de noviembre de 2024 se publicaron en el BO los Decretos N° 975/2024 y N° 976/2024 mediante los cuales se autorizó a Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina) a ceder a favor de YPF el 35% de su participación en los permisos de exploración en las áreas offshore AUS 105 y AUS 106, respectivamente.

35.b) Acuerdos y compromisos de inversión y cesiones

El Grupo ha realizado acuerdos y compromisos de inversión y cesiones de áreas. A continuación, se detallan las principales características de los acuerdos y compromisos y cesiones más relevantes que tuvieron lugar en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

- **Concesión de transporte oleoducto Vaca Muerta Norte**

El 9 de febrero de 2023 mediante el Decreto N° 299/2023 de la Provincia de Neuquén se otorgó a YPF una concesión de transporte de petróleo asociada a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos La Amarga Chica que comprende la construcción de un oleoducto desde los bloques La Amarga Chica hasta Puesto Hernández para el abastecimiento de la Refinería Luján de Cuyo y la exportación de petróleo hacia Chile, por el plazo de vigencia restante de la concesión de explotación mencionada. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, se encuentra pendiente de aprobación por la Provincia de Neuquén la cesión por parte de YPF a otras compañías de la industria de petróleo y gas del 24,8% de la participación sobre dicha concesión de transporte.

35.c) Compromisos contractuales

El Grupo ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, GLP y otros productos. Algunos de los mencionados contratos incluyen cláusulas de penalidad que estipulan resarcimientos ante un incumplimiento de la obligación de recibir, entregar o transportar el bien objeto del contrato. En su caso, las pérdidas anticipadas estimadas por contratos en curso, de existir, son imputadas al resultado del ejercicio o período en que se identifican.

El Grupo ha renegociado ciertos contratos de exportación de gas natural que fueron afectados por razones regulatorias por contratos de suministro de gas natural firmes e interrumpibles de acuerdo con la normativa de exportación de gas natural vigente en Argentina en cada momento. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados el Grupo está llevando a cabo las actividades de acuerdo con los compromisos acordados mencionados anteriormente. En la medida que el Grupo no pueda dar cumplimiento a los compromisos asumidos, podrá ser sujeto de reclamos significativos, sujeto a las defensas que el Grupo pueda tener.

Los compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de los permisos de exploración y las concesiones de explotación más relevantes ascienden a 2.055.159 al 31 de diciembre de 2024.

35.d) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo ha emitido garantías bancarias por US$ 12 millones. YPF ha asumido otros compromisos por US$ 77 millones con relación al cumplimiento de obligaciones de sus subsidiarias y negocios conjuntos.

YPF ha abierto una cuenta de reserva y pago en Nueva York a favor de los tenedores de las ON Clase XVI, cuyo saldo al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 es de US$ 165 millones, US$ 138 millones (del cual restaba integrar US$ 40 millones para llegar a un total de US$ 178 millones) y US$ 160 millones (del cual restaba integrar US$ 25 millones para llegar a un total de US$ 185 millones), respectivamente, los cuales deben cubrir el 125% de los servicios de deuda de dichas ON a cancelar en los próximos 6 meses, en línea con lo permitido por la normativa cambiaria vigente.

35. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

YPF ha abierto en enero de 2024 una cuenta de reserva y pago en Nueva York a favor de los tenedores de las ON Clase XXVIII, cuyo saldo al 31 de diciembre de 2024 es de US$ 48 millones, los cuales deben cubrir el 125% de los servicios de deuda de dichas ON a cancelar en los próximos 6 meses, en línea con lo permitido por la normativa cambiaria vigente.

36. PRINCIPALES REGULACIONES

A continuación se describe el marco regulatorio principal al cual se encuentra sujeto el Grupo en el desarrollo de sus actividades, no siendo el objeto de este apartado la descripción exhaustiva de la totalidad de las regulaciones a las que el Grupo se encuentra sujeto.

36.a) Regulaciones aplicables a la industria hidrocarburífera

36.a.1) Ley de Hidrocarburos

La Ley N° 17.319 se sancionó el 23 de junio de 1967 y a lo largo de su vigencia su texto recibió numerosas modificaciones, entre ellas la del año 2014 a través de la Ley N° 27.007 (“Ley de Hidrocarburos”).

La Ley de Hidrocarburos establece los principios generales que rigen la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos hidrocarburíferos en Argentina. Asimismo, la Ley Bases (ver Nota 36.j)) incorporó modificaciones a la Ley de Hidrocarburos. Los aspectos más relevantes son los siguientes:

- Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en territorio argentino y en su plataforma continental pertenecen al Estado Nacional o a las provincias, según el ámbito territorial en el que se encuentren; y las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que dicte el PEN. Asimismo, estas empresas deberán estar inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras creado por la Resolución SE N° 407/2007 a través de la cual se realiza anualmente un análisis técnico y financiero de dichas empresas; la falta de inscripción en dicho registro imposibilita la realización de actividades en yacimientos del territorio argentino.
- Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo con el objetivo de la exploración: (i) permiso de exploración convencional: se divide el plazo en 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años; (ii) permiso de exploración no convencional: se divide el plazo en 2 períodos de hasta 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años; y (iii) permiso de exploración en plataforma continental y en mar territorial: se divide el plazo en 2 períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en 1 año cada uno.

  En cuanto a las concesiones de explotación, tendrán los siguientes plazos de vigencia los cuales se contarán desde la fecha de la normativa que las otorgue: (i) concesión de explotación convencional: 25 años; (ii) concesión de explotación no convencional: 35 años; y (iii) concesión de explotación en plataforma continental y en mar territorial: 30 años. Asimismo, con una antelación no menor a 1 año de vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar prórrogas indefinidas de la concesión por un plazo de 10 años cada una.

  A partir de la Ley Bases (ver Nota 36.j)), la solicitud de conversión de una concesión de explotación convencional a una concesión de explotación no convencional sólo estará disponible hasta el 31 de diciembre de 2028 y su plazo de vigencia será de 35 años sin extensiones.

  Adicionalmente, para nuevas concesiones de explotación, el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, al momento de definir los términos y condiciones de la licitación, puede determinar de manera fundamentada otros plazos de vigencia de hasta 10 años más de los previstos en la Ley de Hidrocarburos.
- Los concesionarios de explotación pueden obtener una concesión de transporte para evacuar su producción. Así, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo de 25 años y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 35 años, contados desde la fecha de otorgamiento de la concesión de explotación más los plazos de prórroga que se otorguen.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

A partir del Decreto N° 115/2019 las concesiones de transporte otorgadas mediante licitación tendrán un plazo de 35 años, contados desde la fecha de su otorgamiento, pudiendo ser prorrogadas por un plazo adicional de 10 años. Asimismo, los titulares de las concesiones de transporte que se otorguen a partir de la entrada en vigencia de dicho decreto y las ampliaciones de capacidad de instalaciones en las concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a esa fecha y efectuadas con posterioridad, podrán asegurar capacidad de servicio en firme a cargadores mediante contratos de reserva de capacidad. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes. La capacidad no contratada y la capacidad contratada no utilizada quedarán sujetas a la tarifa que apruebe la autoridad de aplicación.

A través de la Ley Bases, cambia la figura legal de “concesión de transporte” por la figura de “autorización de transporte”. Asimismo, se establece que las concesiones de explotación y concesiones de transporte que hayan sido otorgadas antes de la sanción de la Ley Bases continuarán bajo la figura legal de “concesión” y rigiéndose hasta su vencimiento por el marco legal existente a la fecha de aprobación de la Ley Bases.

El Decreto N° 1.057/2024 dispuso la siguiente distinción: (i) concesiones de transporte a titulares de concesiones de explotación; (ii) concesiones de transporte a no titulares de concesiones de explotación; (iii) autorizaciones de transporte a titulares de concesiones de explotación; (iv) autorizaciones de transporte a no titulares de concesiones de explotación; (v) autorizaciones de transporte que integran complejos de refinación y sus instalaciones de almacenamiento vinculadas; y (vi) autorizaciones de transporte para titulares de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización de hidrocarburos.

- Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deberán pagar: (i) anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la escala que fije el PEN; y (ii) un porcentaje entre el 12% y el 18% sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo en concepto de regalías, pudiendo el Poder Ejecutivo nacional o provincial reducir la alícuota hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Adicionalmente, se encuentran sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales, a aranceles aduaneros sobre las importaciones y exportaciones y, mientras esté vigente el permiso de exploración, al régimen fiscal previsto por la Ley de Hidrocarburos.

  A partir de la Ley Bases, en los procesos de licitación de concesiones de explotación las regalías a pagar a la autoridad de aplicación serán ofrecidas por el concesionario, determinándose que la regalía a ofertar será del 15% más o menos un porcentaje a elección del oferente.

  Adicionalmente, el canon por cada kilómetro cuadrado o fracción del mismo que un titular de un permiso de exploración tiene que pagar anualmente y por adelantado, se calculará de acuerdo con una escala determinada por el precio del barril de petróleo cotización “Frontline ICE Brent”.

- El incumplimiento de las obligaciones emergentes de los permisos y concesiones pueden causar la caducidad de los mismos, o ser penado por la autoridad de aplicación con las multas que establece la Ley de Hidrocarburos.

- A partir de la Ley Bases, el comercio internacional de hidrocarburos y/o sus derivados será libre, de acuerdo con los términos y condiciones que establezca el PEN.

- Los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación, refinadores y/o comercializadores pueden exportar libremente hidrocarburos y/o sus derivados, sujetos a la no objeción de la SE.

  El Decreto N° 1.057/2024 estableció que el libre ejercicio del derecho de exportación de hidrocarburos y/o sus derivados no podrá ser interrumpido, o revisado nuevamente luego de transcurridos determinados plazos, durante todo el período o programa de embarques o entregas no objetados por la SE, debiendo cumplirse a tal efecto los requisitos establecidos en dicho decreto, excepto frente a circunstancias excepcionales que comprometan objetivamente la seguridad del suministro del mercado interno. Para aquellas exportaciones de hidrocarburos y/o sus derivados cuyo período o programa de embarques o entregas supere 1 año, se deberá acreditar el derecho a disponer de los volúmenes de exportación y en los plazos comprometidos.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Asimismo, dispuso que la SE podrá objetar total o parcialmente la exportación de hidrocarburos y/o sus derivados, únicamente con sustento en razones técnicas y/o económicas que afecten la seguridad del suministro en el mercado interno. Asimismo, establece que la SE podrá fundadamente objetar total o parcialmente exportaciones de hidrocarburos y/o sus derivados debido a variaciones significativas e imprevistas en los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, en forma temporaria y hasta que dicha situación haya finalizado.

- A través de la Ley Bases se incorporan las actividades de procesamiento de hidrocarburos y de almacenamiento de gas natural, para las cuales el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, puede otorgar autorizaciones de almacenamiento y/o habilitaciones de procesamiento.
- Los propietarios de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización de hidrocarburos pueden solicitar una autorización para transportar hidrocarburos y/o sus derivados a sus instalaciones de industrialización y desde las mismas a los centros y/o instalaciones de procesos de industrialización o comercialización posteriores.

  El Decreto N° 1.057/2024 establece que, para los titulares de dichos proyectos y/o instalaciones, cuya construcción, instalación o funcionamiento hubiere sido autorizado con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley Bases, no resulta obligatorio tramitar la reconversión a habilitaciones bajo el esquema de dicha ley.

  Aquellos autorizados para procesar hidrocarburos se encuentran obligados a procesar hidrocarburos de terceros hasta un máximo del 5% de la capacidad de sus instalaciones.

Adicionalmente, la Ley Bases incorporó modificaciones a la Ley de Hidrocarburos relativas a las regulaciones aplicables a las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural, las cuales se describen en la Nota 36.c.1).

Asimismo, el dominio de los recursos hidrocarburíferos fue transferido del Estado Nacional a las Provincias mediante la promulgación de las siguientes disposiciones legales que reformaron la Ley de Hidrocarburos:

- En 1992 la Ley N° 24.145 aprobó el traspaso de la propiedad de las reservas de hidrocarburos a las provincias donde se ubican.
- En 1994 se reformó la Constitución Nacional Argentina otorgándole a las provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios.
- En 2003 mediante el Decreto N° 546/2003 se transfirió a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y concesiones de transporte en determinadas localidades designadas como áreas de transferencia, así como en otras áreas designadas por las autoridades provinciales competentes.
- En 2007 la Ley N° 26.197 reconoció la propiedad provincial de los reservorios de hidrocarburos de conformidad con el artículo 124 de la Constitución Nacional Argentina (incluidos los reservorios a los que se otorgaron concesiones antes de 1994) y otorgó a las provincias el derecho a administrar dichos reservorios.

36.a.2) Ley de Privatización de YPF

En 1992 la Ley N° 24.145 (“Ley de Privatización”) privatizó Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, antecesor de YPF, y dispuso la transferencia de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias, sujeto a los derechos existentes de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación. La Ley de Privatización le otorgó a la Sociedad permisos de exploración y concesiones de explotación que son los títulos originarios de numerosas concesiones que continúan siendo explotadas por YPF al día de la fecha.

36.a.3) Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (“CENCH”) en la Provincia de Neuquén

El 16 de diciembre de 2021 se publicó el Decreto N° 2.183/2021 de la Provincia de Neuquén el cual aprueba la Resolución N° 53/2020 y, su modificatoria, la Resolución N° 142/2021, por las que se reglamenta el otorgamiento de una CENCH en dicha Provincia.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

A través de las mencionadas resoluciones: (i) se determinan los parámetros aplicables al plan piloto que debe presentarse en el marco de una solicitud de una CENCH y criterios técnicos para la delimitación territorial del área de la CENCH; (ii) se crea el Bono de Extensión de Área para la superficie en exceso de aquella alcanzada por el plan piloto; (iii) requiere la presentación y actualización anual de un Plan de Desarrollo Continuo durante la etapa de producción masiva; y (iv) determina que los compromisos asumidos para el año siguiente de cada presentación y actualización del Plan de Desarrollo Continuo serán compromisos en firme.

36.b) Regulaciones aplicables al segmento de negocio de Downstream

36.b.1) Regulaciones para la exportación de hidrocarburos líquidos

Las exportaciones de petróleo, gasolinas y gasoil, entre otros, se encuentran sujetas a registro en los términos del Decreto N° 645/2002 y de la Resolución SRH N° E-241/2017 y su modificatoria Disposición N° 329/2019 de la SSHyC.

A fin de obtener el permiso de exportación, las empresas interesadas en exportar dichos productos deben registrar las operaciones de exportación y comprobar que han otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir dichos productos.

El 28 de marzo de 2023 se publicó en el BO la Resolución SE N° 175/2023, que dispuso la creación de un régimen especial para la registración de exportaciones de aceites crudos de petróleo y aceites crudos de mineral bituminoso a través de oleoductos transfronterizos. A fin de obtener el permiso de exportación, las entidades deberán acreditar ante la SSHyC que dicha exportación no afecta el abastecimiento del mercado interno. Dicho permiso indicará el volumen de exportación autorizado por un plazo de validez no inferior a 1 año desde la fecha de su otorgamiento.

El Decreto N° 1.057/2024 (ver Nota 36.j)) dispuso que la SE lleve un registro de las operaciones de exportación que fueren notificadas, de las que fueren objetadas y de aquellas que efectivamente fueren realizadas. Asimismo, establece que hasta tanto se disponga su derogación o modificación, exclusivamente en lo referido al registro de dichas operaciones, continuará siendo aplicable el Decreto Nº 645/2002, la Resolución SRH Nº E-241/2017 y su modificatoria Disposición N° 329/2019 de la SSHyC, y la Resolución SE N° 175/2023. Adicionalmente, determina que la SE deberá realizar las readecuaciones normativas correspondientes para éstas y toda otra normativa referida a exportaciones de hidrocarburos y/o sus derivados con el fin de dar cumplimiento a los objetivos establecidos en la Ley Bases (ver Nota 36.j)) y la Ley de Hidrocarburos (ver Nota 36.a.1)).

Adicionalmente, las disposiciones que regulan la exportación de hidrocarburos y/o sus derivados se encuentran descriptas en la Ley de Hidrocarburos (ver Nota 36.a.1)).

36.b.2) Productos refinados

La Resolución ex SRH N° 5/2016, que reemplazó el Anexo II de la Resolución SE N° 1.283/2006, estableció especificaciones para los grados 2 y 3 de gasoil y de naftas que incluyen modificaciones al contenido de plomo, manganeso, oxígeno y etanol y, más significativamente, azufre, requiriendo que las compañías petroleras implementen un plan para reducir los límites de azufre a 50 mg/kg para la nafta grado 2, 10 mg/kg para la nafta grado 3, y hasta 350 mg/kg para el gasoil grado 2. Las compañías petroleras debieron presentar ante la autoridad de aplicación un cronograma detallado del programa de inversiones para los próximos años, para alcanzar las especificaciones previstas.

A través de la Resolución SE N° 576/2019 se modificó la Resolución ex SRH N° 5/2016 y se establecieron nuevas especificaciones para la nafta grado 2 y gasoil grado 2, y prorrogó el plazo para cumplir con las especificaciones en cuanto al contenido de azufre en naftas grado 2 a partir del 1 de enero de 2024. A partir de dicha fecha las especificaciones que aplican a naftas grado 2 establecen un contenido máximo de azufre de 50 mg/kg.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

No obstante, a través de la Resolución SE N° 492/2023 se estableció un mecanismo específico para diferir la entrada en vigencia de las especificaciones de la Resolución SE N° 576/2019 de acuerdo con los cronogramas detallados por cada compañía petrolera para alcanzar las especificaciones previstas. En este sentido, en relación con el cronograma detallado del programa de inversiones presentado por la Sociedad, la autoridad de aplicación resolvió extender el plazo para cumplir con las especificaciones para la nafta grado 2 producida en el Complejo Industrial La Plata hasta el 30 de junio de 2024, y para el gasoil grado 2 producido en el Complejo Industrial Luján de Cuyo hasta el 31 de diciembre de 2025. En consecuencia, la Sociedad se encuentra actualmente ejecutando las últimas obras de conformidad con la normativa vigente, habiendo finalizado las relacionadas con el Complejo Industrial La Plata.

36.c) Regulaciones aplicables a actividades del segmento de negocio de Gas y Energía

36.c.1) Transporte, procesamiento, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural

La Ley N° 24.076 (“Ley del Gas”) sancionada en 1992 junto con su Decreto Reglamentario N° 1.738/1992, reglamentan los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural. Asimismo, la Ley Bases (ver Nota 36.j)) incorporó modificaciones a la Ley del Gas.

La Ley del Gas también dispuso la creación del ENARGAS para administrar y hacer cumplir el marco legal adoptado para el transporte, la distribución y la comercialización de gas natural. A través de la Ley Bases se creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, el cual reemplazará y asumirá las funciones del ENARGAS.

Los sistemas de transmisión y distribución de gas natural se dividen en 2 sistemas de gasoductos troncales, norte y sur, operados por empresas transportistas y 9 distribuidoras regionales. Rige para estos sistemas el principio de acceso abierto, bajo el cual los cargadores de gas natural tienen acceso a la capacidad disponible sin discriminación. Asimismo, la Ley del Gas prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural (con ciertas excepciones) y prohíbe ciertas formas de propiedad cruzada entre productores, transportistas, distribuidoras y comercializadores.

La demanda mayorista interna de gas natural se divide en 4 segmentos: (i) demanda prioritaria abastecida mediante las compañías distribuidoras (demanda residencial y otros clientes no industriales, en adelante “Distribución”); (ii) generación termoeléctrica; (iii) demanda industrial; y (iv) gas natural comprimido (“GNC”).

En lo que respecta a la comercialización, la Ley del Gas establece la fijación de precios por la libre interacción de la oferta y la demanda y el derecho de traslado del costo de adquisición del gas natural a los usuarios del sistema de distribución.

Sin embargo, la regulación aplicable a la comercialización de gas natural se vio afectada en el contexto de la declaración de emergencia pública efectuada por la Ley Nº 25.561 del 6 de enero de 2002 (“Ley de Emergencia Pública de 2002”), la crisis financiera del 2001, el abandono del régimen de convertibilidad y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución. Así, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo de determinación de precios y de volúmenes ofertados, entre las que destacan: normas tendientes a establecer acuerdos entre productores y la SE a fin de asegurar volúmenes de oferta y fijar un sendero temporal de reconversión de precios; normas reguladoras del despacho de gas natural que otorgaron facultades de redireccionamiento del gas natural inyectado y otros mecanismos a ser adoptados en situaciones de crisis de abastecimiento para asegurar el abastecimiento de la demanda prioritaria (segmento de Distribución).

En 2017, luego de la finalización de la vigencia de la Ley de Emergencia Pública de 2002, se dio inicio a un proceso de transición para el abastecimiento del segmento de Distribución que comprendió: la convocatoria a productores y ENARSA a fin de alcanzar un acuerdo de condiciones básicas (“Acuerdo Marco”) para el suministro de gas natural con vigencia a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019; un mecanismo de concurso de precios para el período abril 2019 - marzo 2020 y la posterior renovación (instruida por la SE) de los contratos resultantes del concurso de precios hasta la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5 de la Ley N° 27.541 (Ley de Solidaridad que declaró la emergencia pública del sector energético).

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

A partir del 1 de enero de 2021, desde la aprobación del Plan GasAr 2020-2024 mediante el Decreto N° 892/2020 (ver Nota 36.d.1)), tanto el segmento de Distribución como la mayoría de la demanda del segmento de generación termoeléctrica se encuentran abastecidas, y por lo tanto los precios recibidos por los productores que abastecen a dichos segmentos son fijados por el mecanismo licitatorio allí dispuesto.

La venta de gas natural al segmento de generación termoeléctrica se encuentra regulada por el artículo 8 de la Resolución ex SE N° 95/2013, cuya vigencia fue reestablecida por la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, por la cual CAMMESA ha sido encomendada temporalmente con el rol de adquirir y proveer el combustible sin costo a los generadores que no cuenten con contratos vigentes de suministro de gas natural.

Por su parte, la comercialización del segmento industrial así como también del segmento de GNC (modificada por el Decreto N°892/2020 y la Resolución SE N° 447/2020), se realiza por la libre negociación entre productores o comercializadores y clientes.

En 2024, a través de la Ley Bases, reglamentada por el Decreto N° 1.057/2024 (ver Nota 36.j)), se incorporó la figura de "autorizaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en reservorios naturales de hidrocarburos depletados". Adicionalmente, se estableció la posibilidad que los titulares de dichas autorizaciones puedan solicitar una autorización de transporte de hidrocarburos.

Asimismo, el Decreto N° 1.057/2024 reglamentó la distinción de tipos de concesiones, autorizaciones y licencias de transporte, identificando las licencias de transporte de gas natural y/o sus extensiones otorgadas bajo la Ley del Gas.

Adicionalmente, a través de la Ley Bases (ver Nota 36.j)) se modificó la Ley de Hidrocarburos incorporando las actividades de procesamiento y almacenamiento de gas natural, tal como se describe en la Nota 36.a.1). Asimismo, se incorporó la posibilidad de solicitar autorizaciones de transporte de hidrocarburos para propietarios de proyectos y/o instalaciones para el acondicionamiento, separación, fraccionamiento, licuefacción y/o cualquier otro proceso de industrialización de hidrocarburos.

Decreto N° 1.053/2018

Luego de que en diciembre de 2017 finalizara la vigencia de la Ley de Emergencia Pública de 2002 y a pocos meses de establecer el esquema de transición que comprendió el acuerdo de condiciones básicas para el suministro destinado al segmento de Distribución, la ejecución de los contratos celebrados bajo el acuerdo mencionado se vio afectada por la profunda devaluación que sufriría el peso en 2018 y la decisión de las distribuidoras de pagar el precio del gas natural en base al tipo de cambio implícito en el cuadro tarifario aprobado para el período invernal 2018 (menor al que correspondía aplicar según lo previsto en el Acuerdo Marco y los contratos particulares celebrados). Esto llevó a un proceso de renegociación de los acuerdos particulares con precios nominados en dólares, que resultó en una reducción del precio de gas natural a aplicar para el período octubre 2018 - diciembre 2018, sin alcanzarse un acuerdo con relación a las diferencias por el tipo de cambio a considerar.

El 16 de noviembre de 2018 se publicó el Decreto N° 1.053/2018 por el cual el Estado Nacional decidió asumir, respecto de las distribuidoras y productores que adhirieron, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el precio de gas natural comprado por las distribuidoras y el precio de gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, en 30 cuotas mensuales y consecutivas pagaderas a partir del 1 de octubre de 2019.

Asimismo, dispuso que, a partir del 1 de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban el servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio.

YPF adhirió al régimen previsto por dicho decreto el 25 de octubre de 2019, habiendo sido abonada por el Estado Nacional sólo la primera cuota del régimen, permaneciendo las demás devengadas impagas a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

El 14 de diciembre de 2020 se publicó la Ley N° 27.591 que aprobó el presupuesto para el ejercicio 2021 y que dejó sin efecto el Decreto N° 1.053/2018.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

La Sociedad presentó ante el Ministerio de Economía reclamos administrativos solicitando el pago de la segunda a la trigésima cuota del régimen con más sus intereses y pedidos de pronto despacho, los cuales a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados no han sido resueltos.

36.c.2) Exportaciones de gas natural y de GNL

Gas natural

La Ley del Gas y su Decreto Reglamentario establecen que las exportaciones de gas natural serán autorizadas por el PEN en la medida que no se vea afectado el abastecimiento del mercado interno, disponiendo un régimen de exportación de gas natural que incluye autorizaciones firmes e interrumpibles. Durante el período de Emergencia Pública de 2002, las autoridades nacionales adoptaron diversas medidas restrictivas para las exportaciones de gas natural desde la Argentina.

Asimismo, a partir del año 2016, el régimen de exportación de gas natural fue modificado por distintas normas sucesivas cuyo objetivo último fue resguardar el abastecimiento del mercado interno restringiendo la exportación de gas natural.

En particular, mediante las Resoluciones ex MEyM N° 104/2018 y ex SGE N° 9/2018, se estableció el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural siendo condición para su otorgamiento la seguridad de abastecimiento del mercado interno. Este Procedimiento fue luego sustituido por la Resolución SGE N° 417/2019.

Actualmente resulta de aplicación a las exportaciones de gas natural la Resolución SE N° 360/2021 modificada por la Resolución SE N° 774/2022, que fija los términos y condiciones del Procedimiento para las Autorizaciones de Exportaciones de Gas Natural por ductos. Dicho procedimiento recepta el derecho de preferencia de exportación en condición firme otorgada por el Plan GasAr 2020-2024 y el Plan GasAr 2023-2028 (ver Nota 36.d.1)) en favor de los productores adjudicatarios.

En 2024, a través de la Ley Bases, reglamentada por el Decreto N° 1.057/2024 (ver Nota 36.j)), se aprobó lo referido a las exportaciones de gas natural siguiendo los mismos términos y condiciones que para las exportaciones de hidrocarburos líquidos según se describe en la Nota 36.a.1).

En materia de infraestructura de gas natural, el Decreto N° 1.057/2024 estableció que en caso de exportaciones que impliquen la construcción de nuevos gasoductos o nuevas conexiones y/o nuevas instalaciones, la no objeción de la SE a la exportación de gas natural no implicará la autorización para la construcción de ellos ni las nuevas conexiones de gasoductos, los que serán autorizados a través de los procedimientos pertinentes.

GNL

El 27 de julio de 2021 se publicó la Resolución SE N° 706/2021, que crea el registro de operadores del sector de GNL y reglamenta las actividades de exportación. A fin de obtener el permiso de exportación, los exportadores de GNL deben registrarse en la categoría respectiva del registro creado por dicha resolución y comprobar que se ha otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir dicho producto.

Asimismo, establece que la autoridad de aplicación podrá emitir permisos de exportación de GNL en firme por hasta un plazo de 20 años, asegurando previamente el abastecimiento interno de gas natural, y que dicho permiso no podrá ser revocado ni interrumpido posteriormente en virtud del aseguramiento del abastecimiento del mercado interno.

En 2024, a través de la Ley Bases, reglamentada por el Decreto N° 1.057/2024 (ver Nota 36.j)), se estableció un régimen especial para autorizaciones de exportación en firme a largo plazo para los permisos de exportación de GNL. La SE deberá constatar la suficiencia de recursos gasíferos en el país para abastecer la demanda interna y los proyectos de exportación de GNL, pudiendo oponerse a la solicitud de exportación basándose, entre otros motivos, en la falta de disponibilidad de gas natural.

En caso que la SE no objete la solicitud, emitirá una “autorización de libre exportación de GNL” concediendo derechos firmes de exportación durante 30 años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción o de sus ampliaciones, no estando sujeta a interrupciones, restricciones o redireccionamientos futuros, las cuales podrán ser cedidas a terceros si reúnen ciertas condiciones.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.c.3) Requerimientos regulatorios aplicables a la distribución de gas natural

El Grupo participa en la distribución de gas natural a través de su subsidiaria Metrogas.

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley del Gas que, junto con su Decreto Reglamentario, otros decretos regulatorios, el Pliego, la Licencia de Distribución y el Contrato de Transferencia, establecen el marco legal de la actividad de Metrogas.

La Licencia de Distribución, el Contrato de Transferencia y las normas dictadas de acuerdo con la Ley del Gas contienen ciertos requisitos en relación con la calidad del servicio, las inversiones de capital, restricciones a la transferencia y constitución de gravámenes sobre los activos, restricciones a la titularidad por parte de productores, transportadoras y distribuidoras de gas natural y transferencia de las acciones de Metrogas.

Las tarifas para el servicio de distribución de gas natural fueron establecidas en la Licencia de Distribución y están reguladas por el ENARGAS.

Licencia de Distribución

La Licencia de Distribución autoriza a Metrogas a suministrar el servicio público de distribución de gas natural por un plazo de 35 años renovable a su vencimiento, el 28 de diciembre de 2027, por un período adicional de 10 años de acuerdo con lo establecido por la Ley del Gas, en función a la recomendación que el ENARGAS realice al PEN sobre el cumplimiento sustancial de todas sus obligaciones y desempeño de Metrogas en el período previo.

Finalizado el período de 35 o 45 años, según fuese el caso, la Ley del Gas exige que se realice una nueva licitación competitiva para dicha Licencia, en la cual Metrogas, si ha cumplido con sus obligaciones, tendrá la opción de equiparar la mejor propuesta ofrecida al PEN por un tercero.

Como regla general al producirse la extinción de la Licencia de Distribución por vencimiento del plazo, Metrogas tendrá derecho a una contraprestación igual al valor de los activos determinados o al importe pagado por el participante ganador en una nueva licitación, el que fuese menor.

En 2024, a través de la Ley Bases, reglamentada por el Decreto N° 1.057/2024 (ver Nota 36.j)), se permite que los prestadores de los servicios públicos de distribución y transporte de gas natural soliciten la renovación de sus licencias por un período adicional de 20 años.

Metrogas tiene varias obligaciones de acuerdo con la Ley del Gas, entre ellas, cumplir con todas las solicitudes de servicios razonables dentro de su área de servicio, a menos que resultara antieconómico para la prestadora; y operar y mantener sus instalaciones en forma segura, lo que puede requerir ciertas inversiones para el reemplazo o mejora de las instalaciones según se establece en la Licencia de Distribución.

A su vez, la Licencia de Distribución detalla otras obligaciones de Metrogas, entre las que se incluyen la obligación de proporcionar un servicio de distribución, mantener un suministro del servicio ininterrumpido, operar el sistema en una forma prudente, mantener la red de distribución, llevar a cabo las inversiones obligatorias, y mantener ciertos registros contables y proporcionar ciertos informes periódicos al ENARGAS.

La Licencia de Distribución puede ser revocada por el Estado Nacional, bajo recomendación del ENARGAS, entre otras causales, por serios y repetidos incumplimientos por parte de Metrogas de sus obligaciones y/o interrupciones totales o parciales (atribuibles a Metrogas) del servicio no interrumpible por fuera de los períodos estipulados en la Licencia de Distribución; venta, disposición, transferencia y/o gravamen no autorizado de los activos esenciales de Metrogas (excepto gravámenes para financiar extensiones y mejoras en el sistema de gasoductos); y quiebra, disolución o liquidación de Metrogas.

Adicionalmente, la Licencia de Distribución estipula que Metrogas no podrá asumir las deudas de su controlante u otorgar créditos o gravar activos para garantizar deudas ni dar ningún otro beneficio a los acreedores de su controlante.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Cuadros tarifarios y renegociación tarifaria

La Ley de Emergencia Pública de 2002 afectó el marco jurídico vigente para los contratos de licencia de las empresas de servicios públicos. Dicha ley dispuso la pesificación de las tarifas que estaban establecidas en dólares convertibles al tipo de cambio fijado por la Ley de Convertibilidad N° 23.928, la prohibición del ajuste de tarifas basado en cualquier índice extranjero, incluido el índice internacional "U.S. PPI" fijado en el marco regulatorio, y dispuso el inicio de un proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos otorgados por el PEN (entre ellos, la Licencia de Distribución de Metrogas). El vencimiento de la Ley de Emergencia Pública de 2002 fue sucesivamente prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2017, junto con los plazos de renegociación de licencias y concesiones de servicios públicos.

En el marco del proceso de renegociación, el 30 de marzo de 2017 Metrogas suscribió el Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda ("Acta Acuerdo Integral") que estableció las condiciones de adecuación de la Licencia de Distribución y una serie de pautas para el proceso de RTI entre las que se incluyó la introducción de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución entre revisiones tarifarias quinquenales (considerando las variaciones en los precios de la economía y los costos del servicio). El Acta Acuerdo Integral, posteriormente ratificada por el Decreto N° 252/2018, abarca el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización de la Licencia de Distribución.

Sin perjuicio de las variables tomadas en consideración en oportunidad de las RTI y el ajuste tarifario allí establecido, en el transcurso del año 2019 el Estado Nacional adoptó distintas medidas que produjeron importantes alteraciones en la ecuación económico-financiera prevista en las RTI y en los planes de inversión obligatorios presentados por las licenciatarias de distribución, que devinieron en un perjuicio para Metrogas. Entre las medidas que generaron mayores alteraciones, se destacan aquellas que produjeron menores ingresos, fundamentalmente por el diferimiento del ajuste semestral de tarifas y mayores costos en relación al cálculo del GNNC.

Debido a ello, el 11 de octubre de 2019 Metrogas inició un reclamo administrativo ante el ENARGAS solicitando la revisión y adecuación de su plan de inversiones obligatorio y una compensación económica para la restitución del equilibrio económico y financiero, conjuntamente con la reconsideración de ciertas medidas regulatorias adoptadas. Dicho reclamo fue posteriormente actualizado con motivo de la continuidad del impacto producido por la Ley de Solidaridad y nuevas medidas adoptadas durante el año 2020, que se describen a continuación.

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 ("Ley de Solidaridad"), la cual declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, disponiendo la suspensión de actualizaciones sobre los cuadros tarifarios de distribución y transporte de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal, hasta la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios transitorios (Decreto N° 1.020/2020). Asimismo, delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de las RTI vigentes y facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de 1 año, lo que se materializó mediante el Decreto N° 278/2020, luego prorrogado por el Decreto N° 1.020/2020 hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta que finalice la RTI.

El 17 de diciembre de 2020 se publicó el Decreto N° 1.020/2020 que dispuso el inicio de la RTI para las prestadoras de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal y se estableció un plazo máximo de negociación de 2 años, previéndose la elaboración de un RTT hasta la culminación de la RTI. El 7 de diciembre de 2022 se publicó el Decreto N° 815/2022 que extendió el plazo de la intervención administrativa del ENARGAS hasta el 1 de enero del 2024 o hasta que finalice la RTI y el plazo de la negociación de la RTI hasta el 16 de diciembre de 2023.

El 28 de abril de 2023 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 190/2023 que aprueba los nuevos cuadros tarifarios de transición a aplicar por Metrogas a los consumos realizados a partir de abril de 2023.

El 18 de diciembre de 2023 se publicó el Decreto N° 55/2023 que dispuso el inicio de la RTI (ver Nota 36.c.6)).

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 3 de abril de 2024 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N°120/2024 que aprueba los cuadros tarifarios de transición y las tasas y cargos por servicios a aplicar por Metrogas a los consumos realizados a partir de dicha fecha, y la fórmula de actualización tarifaria mensual sobre dichos cuadros tarifarios aplicable a partir de mayo de 2024. Las actualizaciones tarifarias correspondientes a los meses de mayo, junio y julio de 2024 fueron postergadas por instrucción de la SE al ENARGAS, lo cual generó la impugnación por parte de Metrogas a dichas instrucciones.

El 6 de junio de 2024 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 260/2024 que aprueba los cuadros tarifarios de transición y las tasas y cargos por servicios a aplicar por Metrogas a los consumos realizados a partir de dicha fecha. Ver Nota 36.d.1).

El 4 de noviembre de 2024 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 737/2024 que aprueba los cuadros tarifarios de transición a aplicar por Metrogas a los consumos realizados a partir de dicha fecha. Ver Nota 36.d.1).

El 3 de diciembre de 2024 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 828/2024 que aprueba los cuadros tarifarios de transición a aplicar por Metrogas a los consumos realizados a partir de dicha fecha. Ver Nota 36.d.1).

El 30 de enero de 2025 se publicó en BO la Resolución ENARGAS N° 60/2025 que aprueba los cuadros tarifarios de transición a aplicar por Metrogas a los consumos realizados a partir del 1 de febrero de 2025. Ver Nota 36.d.1).

Estas medidas de transición permanecerán vigentes hasta tanto entren en vigencia las tarifas que resulten de la RTI, conforme con lo previsto en el Decreto N° 55/2023.

Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las distribuidoras de gas natural reciban de sus usuarios por beneficios y/o bonificaciones y por mayores costos de GNNC

La Resolución MINEM N° 508-E/2017 establece el procedimiento para compensar a las licenciatarias de distribución de gas natural, los menores ingresos que reciban de los usuarios producto de la aplicación de beneficios a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia de tarifa social y bonificaciones por menores consumos y los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, aplicable a partir del 1 de enero de 2018. Sin embargo, el 7 de diciembre de 2018, el ENARGAS comunicó a la SGE observaciones al esquema previsto en virtud de lo cual la SGE no reconoció el ajuste previsto respecto del GNNC y dispuso que las sumas percibidas por el período enero de 2018 a noviembre de 2018 que hasta ese momento tenían carácter provisorio, fueran compensadas con deudas que mantenía la SGE con Metrogas. Tampoco fueron reconocidos los ajustes a valores reales que preveía la misma operatoria por ese mismo período, ni los excesos de costos incurridos a partir de diciembre de 2018 hasta septiembre de 2019.

Este procedimiento se enmarca dentro del artículo 20.2 del Modelo de Licencia aprobado por el Decreto N° 2.255/1992 que establece que el distribuidor tendrá derecho a ser compensado por la reducción de ingresos que le ocasionen tales medidas a fin de mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y el mantenimiento del servicio público de distribución de gas natural por redes, entre otros, el pago de las facturas de compra de gas natural y garantizar la continuidad de la prestación de dicho servicio público.

Nota del ENARGAS referida a la participación accionaria de YPF en Metrogas

El 28 de diciembre de 2016 Metrogas recibió del ENARGAS una Nota en la cual se solicita adaptar la composición accionaria de Metrogas en consonancia con el plazo previsto en la Ley de Emergencia Pública de 2002 y en cumplimiento con el artículo 34 de la Ley del Gas. Al respecto, cabe recordar que YPF indirectamente adquirió el 70% de la participación en Metrogas, operación que fue autorizada por la Resolución ENARGAS N° I/2.566 del 19 de abril de 2013, y, luego de la fusión con YPF Inversora Energética S.A. y Gas Argentino S.A., es la titular del 70% de las acciones de Metrogas.

El 30 de marzo de 2017 YPF presentó un recurso de reconsideración solicitando se deje sin efecto la Nota del ENARGAS y se emita una nueva decisión que fije un plazo razonable y consistente con la realidad actual del mercado de gas natural, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley del Gas.

El 15 de junio de 2017 YPF presentó al ENARGAS un cronograma tentativo del proceso de adecuación de su participación accionaria en Metrogas, el cual fue ampliado detalladamente el 3 de julio de 2017. Dicha presentación no implica desistimiento del recurso antes referido.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 5 de abril de 2018 el ENARGAS rechazó el recurso de reconsideración presentado por YPF el 30 de marzo de 2017, mediante Resolución ENARGAS N° 313/2018. El 8 de octubre de 2018 YPF presentó un recurso de alzada para su resolución por la SGE. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados este recurso no ha sido resuelto.

36.c.4) Marco regulatorio de la industria del GLP

La Ley N° 26.020 de 2005 (“Ley de GLP”) establece el marco regulatorio de la industria del GLP, incluyendo en su ámbito de aplicación las actividades de producción, fraccionamiento, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización declarándolas de interés público. También establece la libre importación de GLP, sin perjuicio de las restricciones u otras medidas que pueda establecer el PEN en caso de que el producto esté sujeto a subsidios en el país de origen, y la libre exportación de GLP una vez que esté garantizado el abastecimiento del mercado interno.

En el marco de la Ley de GLP, que establece la creación de un fondo fiduciario para financiar los consumos de GLP envasado para aquellos consumidores de bajos recursos que no tienen acceso a las redes de distribución de gas natural, el Estado Nacional impulsó distintos programas de incentivos al abastecimiento del mercado interno (ver Nota 36.d.2)).

36.c.5) Marco regulatorio asociado a la generación de energía eléctrica

El Grupo participa en la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable a través de YPF EE y CT Barragán.

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino está conformado por la Ley N° 15.336 de 1960, modificada por la Ley Nº 24.065 de 1991, y reglamentada por los Decretos N° 1.398/1992 y Nº 186/1995 (en conjunto, el “Marco Regulatorio”). Dicho Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas que dicta la SE para la generación y comercialización de energía eléctrica, entre las que se incluye la Resolución ex SEE N° 61/1992. Asimismo, en materia de generación de energía eléctrica de fuentes renovables, el Marco Regulatorio se complementa con normas específicas dictadas para fomentar su desarrollo (ver Nota 36.c.5) apartado “Energías renovables”).

La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en 4 categorías: (i) generación; (ii) transporte; (iii) distribución; y (iv) demanda. Asimismo, dispuso la organización del MEM (ver Nota 36.c.5) apartado “MEM”), siendo las empresas de generación eléctrica uno de sus actores.

De conformidad con la Ley Nº 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público realizada en el marco de un mercado competitivo. Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) o renovable no hidráulica, no necesitan una concesión estatal para funcionar. En cambio, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos y por tanto objeto de concesiones otorgadas por el Estado Nacional.

Por su parte, las provincias pueden regular los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios siendo éstas la autoridad de aplicación de éstos. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”), también debe cumplir con las reglamentaciones federales.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) es el organismo de regulación, fiscalización y control de la industria de energía eléctrica. A través de la Ley Bases se creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, el cual reemplazará y asumirá las funciones del ENRE.

<u>CAMMESA</u>

El Despacho Nacional de Cargas del SADI se encuentra a cargo de CAMMESA, cuya función principal es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, definiendo el cronograma de producción de todas las centrales generadoras del sistema para equilibrar la producción con la demanda. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM y adquiere y provee gas natural a empresas generadoras, de conformidad con lo previsto por el artículo 8 de la Resolución ex SE N° 95/2013, reestablecido por la Resolución Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 28 de enero de 2025 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 21/2025 la cual, entre diferentes cuestiones, dispuso que los generadores se encuentran habilitados para efectuar sus compras de combustible, y se reconocerán los combustibles propios valorizados al precio de referencia y aceptados en las declaraciones de Costo Variable de Producción ("CVP"). Asimismo, los generadores spot podrán gestionar su propio combustible y CAMMESA seguirá funcionado como proveedor de combustible de última instancia en el caso de que el generador spot opte por no gestionar su propio combustible. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Subsecretaría de Energía Eléctrica no ha dictado las normas reglamentarias y/o complementarias, requeridas para la implementación de dicha resolución.

MEM

El MEM se compone de un mercado a término con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores, un mercado spot con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado), y un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado spot destinado a la compra de los distribuidores.

Precio del despacho de electricidad y el mercado spot

A fin de abastecer la demanda de energía, CAMMESA prioriza las unidades de energía con menor costo variable de producción seguido progresivamente de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Así, CAMMESA debe definir un precio de mercado óptimo considerando las curvas de demanda horaria típicas y las limitaciones existentes del sistema. Este procedimiento se debe utilizar para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio spot.

Desde la declaración de la Ley de Emergencia Pública de 2002 y de la emergencia del sector eléctrico a través del Decreto N° 134/2015, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios. Entre las principales resoluciones publicadas, se destaca la normativa relacionada con la gestión y despacho de combustibles; convocatorias a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada con sistemas remunerativos especiales formalizando los compromisos mediante contratos entre generadores y CAMMESA; convocatorias a incorporar nueva generación de energía eléctrica eficiente mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración; y resoluciones de la SE que implementan nuevos esquemas de remuneración para el sector de generación de energía eléctrica.

El 26 de febrero de 2020 se publicó la Resolución SE N° 31/2020 a través de la cual se pesificó la remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato (fijada en dólares desde la publicación de la Resolución ex SEE N° 19/2017). Posteriormente, la SE, a través de nuevas resoluciones ha ido determinando incrementos en el mencionado régimen de remuneración.

En cuanto al régimen de remuneración de la generación habilitada térmica, se dispuso que la misma se componga de un pago por potencia disponible mensual, otro por energía generada y energía operada, y otro por energía generada en horas de máximo requerimiento térmico.

Energías renovables

En los últimos años Argentina ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar las energías renovables al MEM y a fomentar su desarrollo otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas. Así, en 2006 se sancionó la Ley N° 26.190 que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía, luego modificado en 2015 por la Ley N° 27.191. Estas normas, entre otras cuestiones, fijan metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de electricidad, y en particular para los grandes usuarios, en términos del porcentaje mínimo de electricidad generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir, y establecen beneficios fiscales para proyectos elegibles.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Entre otras múltiples normas destinadas a la promoción de la energía renovable, se destacan:

- La Resolución ex MEyM N° 281-E/2017 que aprobó el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable ("MATER"), que permite a los grandes usuarios cumplir con sus cuotas de consumo en energía eléctrica de fuente renovable a través de: (i) el sistema de compra conjunta (a través de CAMMESA); (ii) la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía ("CAE") privados; o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración. Como principio general, los CAE suscriptos en el MATER (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes.
- El Programa RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3) dispuestos por las Resoluciones ex MEyM N° 136/2016, ex MEyM N° 252/2016, ex MEyM N° 275/2017 y ex SGE N° 100/2018, que dispusieron licitaciones para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en los términos dispuestos en los respectivos pliegos.

36.c.6) Decreto N° 55/2023 "Emergencia del sector energético nacional"

El 18 de diciembre de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 55/2023, el cual declaró la emergencia en el sector energético nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural. Dicha declaración y las acciones que de ella se deriven, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, dispuso: (i) el inicio de la RTI de las prestadoras de dichos servicios públicos cuya vigencia no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024; y (ii) la intervención del ENARGAS y ENRE a partir de 1 de enero de 2024.

El 18 de diciembre de 2023 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 704/2023 con objeto de poner en consideración mediante audiencia pública: (i) la adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y distribución de gas natural por redes; (ii) el traslado a tarifas del precio del gas natural comprado; (iii) la determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y distribución de gas natural por redes; (iv) el tratamiento de la incidencia del precio del gas natural en el costo del GNNC; y (v) la reversión del Gasoducto Norte. El 15 de febrero de 2024 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 52/2024 que declaró la validez de la audiencia pública anteriormente mencionada y estableció que la aprobación de las tarifas transitorias tendrá lugar dentro de los 30 días de publicada dicha resolución.

El 20 de noviembre de 2024 se publicó en el BO el Decreto N° 1.023/2024 que prorroga la emergencia del sector energético nacional hasta el 9 de julio de 2025. Asimismo, dispuso: (i) la prórroga de la intervención del ENRE y ENARGAS hasta la constitución, puesta en funcionamiento y designación de los miembros del Directorio del Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad; y (ii) que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI iniciada en función de lo estipulado por el Decreto N° 55/2023 no podrá exceder del 9 de julio de 2025.

36.d) Programas de incentivo a la producción hidrocarburífera

36.d.1) Programas de incentivo a la producción de gas natural

Con el fin de incrementar la producción y la oferta de gas natural al mercado interno, en un contexto de déficit en la balanza energética del país, el Estado Nacional impulsó programas de estímulo a la producción local de gas natural:

Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales ("Programa Resolución 46")

Por Resolución del MINEM N° 46-E/2017 se creó el Programa Resolución 46, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina, con vigencia entre el 1 de marzo de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2021.

Las compensaciones derivadas del Programa Resolución 46 se abonarían 88% a las empresas productoras y 12% a la provincia en la que se encontrara la concesión partícipe de dicho programa.

Dentro de este marco, la Sociedad ha impugnado administrativamente distintas resoluciones de pago en relación a las áreas por las que obtuvo adhesión. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la SE no se ha expedido al respecto.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 ("Plan GasAr 2020-2024")

El 16 de noviembre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 892/2020 que aprueba el Plan GasAr 2020-2024, entre cuyos objetivos se destacan promover las inversiones en la producción de gas natural con el objetivo de satisfacer la demanda con producción local, generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución, otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación termoeléctrica, y establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural.

El Plan GasAr 2020-2024, que tiene un plazo de vigencia inicial de 4 años, será implementado a través de la ejecución de contratos particulares entre los productores de gas natural, las distribuidoras y subdistribuidoras (para satisfacer la demanda prioritaria) y CAMMESA (para satisfacer la demanda de generación termoeléctrica). El Plan GasAr 2020-2024 prevé que los contratos particulares sean negociados mediante un sistema de subasta o licitación por un volumen base total de 70.000.000 m^3/d para los 365 días de cada año calendario de duración, garantizando un mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, más las exportaciones en período no invernal. A su vez, establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios. De esta forma, el Estado Nacional abonará a cada productor, en concepto de compensación, el diferencial entre el precio facturado a las distribuidoras y/o subdistribuidoras y el precio ofertado por el factor del período estacional, según corresponda.

Por su parte, los productores participantes deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles de producción actuales, según las ofertas que presenten, frente a cuyo incumplimiento se prevé la posibilidad de aplicar reducciones proporcionales del precio ofertado y hasta la pérdida eventual de la participación en el Plan GasAr 2020-2024. A su vez, frente al incumplimiento del compromiso de inversión presentado y/o el compromiso con el incremento del valor agregado nacional se prevé la aplicación de penalidades.

El 24 de noviembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 317/2020, que convocó a un concurso público nacional para la efectiva adjudicación del volumen base total previsto en el Plan GasAr 2020-2024 y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024.

El 16 de diciembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución SE N° 391/2020 (complementada por la Resolución SE N° 447/2020), que adjudica los volúmenes de gas natural base y aprueba los precios del gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados. Por la mencionada resolución se adjudicó a la Sociedad un volumen de abastecimiento anual de gas natural de hasta 7.628,5 Mm^3 (20,9 Mm^3/d, el total de lo ofertado en la subasta, todos correspondientes a la cuenca Neuquina, que se corresponde con una curva de producción comprometida de 30 Mm^3/d). Del volumen total comprometido el 56% será destinado a cubrir la demanda de usinas a través de CAMMESA y el 44% restante será destinado a abastecer la demanda prioritaria de las distribuidoras.

El 4 de marzo de 2021 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 4.939/2021 que establece el procedimiento para la registración, aplicación y cesión de los certificados de crédito fiscal, en el marco del sistema de garantías establecido en el Anexo del Decreto N° 892/2020 a los efectos de respaldar el pago de la compensación a cargo del Estado Nacional definida en dicho anexo.

Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad ha percibido del Estado Nacional compensaciones por un total acumulado de 186.344.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del país 2023-2028 ("Plan GasAr 2023-2028")

El 4 de noviembre de 2022 se publicó el Decreto N° 730/2022 que aprueba el Plan GasAr 2023-2028, que faculta a la SE a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan GasAr 2023-2028, que garantice la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la Ley Nº 24.076 y los volúmenes que la SE establezca a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda considerando la capacidad de transporte.

Asimismo, el Plan GasAr 2023-2028 modifica el esquema previsto para los permisos de exportación de gas natural estableciendo cupos de exportación a ser asignados a los productores participantes en función de determinados criterios conforme lo determina la reglamentación. No obstante, ningún adjudicatario podrá exportar en cada período estacional más del 30% del volumen total autorizado a exportar o más del 50% de su compromiso de entrega en el marco del Plan GasAr 2023-2028, lo que resulte menor, conforme lo determina la reglamentación.

El 23 de diciembre de 2022 se publicó en el BO la Resolución SE N° 860/2022 que dispuso: (i) la aprobación del concurso público nacional convocado por la Resolución SE N° 770/2022; (ii) la extensión de los compromisos de entrega asumidos por los productores en el marco del Plan GasAr 2020-2024 para el abastecimiento de las licenciatarias de distribución, subdistribuidoras, ENARSA y CAMMESA, desde el 1 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2028 por un volumen de hasta 20.900.000 m^3/d; y (iii) la adjudicación de volúmenes de gas natural a los oferentes. Por la mencionada resolución se adjudicaron a la Sociedad volúmenes de abastecimiento anual de gas natural correspondientes a la cuenca Neuquina de hasta 965.000 m^3/d ("Gas Plano Enero") y un volumen en período invernal de gas natural de hasta 3.250.000 m^3/d ("Gas de Pico 2024") en el marco del Plan GasAr 2023-2028.

El 27 de septiembre de 2023 se publicó en el BO la Resolución SE N° 799/2023 que adjudicó a la Sociedad volúmenes de abastecimiento mensuales de gas natural correspondientes a la cuenca Noroeste por el periodo octubre 2023 - diciembre 2028 en el marco del Plan GasAr 2023-2028.

El 27 de marzo de 2024 se publicó en el BO la Resolución SE N° 41/2024 que aprueba los precios del gas natural en el PIST en dólares correspondientes a los volúmenes adjudicados en el marco del Plan GasAr 2023-2028 que serán de aplicación para los consumos de gas natural realizados: (i) a partir del 1 de abril y hasta el 30 de abril de 2024; (ii) a partir del 1 de mayo y hasta el 30 de septiembre de 2024; y (iii) a partir del 1 de octubre y hasta el 31 de diciembre de 2024; e instruyó que, a los efectos del traslado de los precios del gas natural a los cuadros tarifarios del servicio público de distribución de gas natural, el ENARGAS emita los cuadros tarifarios que reflejen en forma mensual la variación del tipo de cambio de los precios del gas natural a ser trasladados a los cuadros tarifarios.

El 5 de junio de 2024 se publicó en el BO la Resolución SE N° 93/2024 que aprueba los precios del gas natural en el PIST en dólares correspondientes a los volúmenes adjudicados en el marco del Plan GasAr 2023-2028 que serán de aplicación para los consumos de gas natural realizados a partir de junio de 2024 y deja sin efecto la instrucción al ENARGAS a emitir cuadros tarifarios que reflejen en forma mensual la variación del tipo de cambio de los precios del gas natural a ser trasladados a los cuadros tarifarios.

El 1 de noviembre de 2024 se publicó en el BO la Resolución de la Secretaría de Coordinación de Minería y Energía N° 18/2024 que modifica la Resolución SE N° 93/2024 aprobando los nuevos precios del gas natural en el PIST en dólares correspondientes a los volúmenes adjudicados en el marco del Plan GasAr 2023-2028 que serán de aplicación para los consumos de gas natural realizados a partir de noviembre de 2024. Ver Nota 36.c.2).

El 3 de diciembre de 2024 se publicó en el BO la Resolución SE N° 386/2024 mediante la cual se aprobó el precio del gas natural en el PIST a ser trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos vigentes celebrados en el marco del Plan GasAr 2023-2028 que serán de aplicación para los consumos de gas natural realizados a partir de diciembre de 2024.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 31 de enero de 2025 se publicó en el BO la Resolución SE N° 25/2025 mediante la cual se aprobó el precio del gas natural en el PIST a ser trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos vigentes celebrados en el marco del Plan GasAr 2023-2028 que serán de aplicación para los consumos de gas natural realizados a partir de febrero de 2025.

El 5 de marzo de 2025 se publicó en el BO la Resolución SE N° 111/2025 mediante la cual se aprobó el precio del gas natural en el PIST a ser trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos vigentes celebrados en el marco del Plan GasAr 2023-2028 que serán de aplicación para los consumos de gas natural realizados a partir de marzo de 2025.

36.d.2) Programas de incentivos al abastecimiento interno de GLP

Con el fin de asegurar el abastecimiento de GLP en el mercado interno a precios accesibles, resguardando el acceso a dicho producto por parte de los usuarios de menores recursos que no cuentan con provisión de gas natural por redes de distribución, el Estado Nacional impulsó los siguientes programas de relevancia para la Sociedad:

Programa Hogares con Garrafa

Con relación al segmento de GLP envasado, la Ley de GLP (ver Nota 36.c.4)) establece la creación de un fondo fiduciario para financiar los consumos de GLP envasado en garrafas de 10, 12, y 15 kg de capacidad para aquellos consumidores de bajos recursos que no tienen acceso a las redes de distribución de gas natural, para lo cual le otorga a la SE la función de establecer precios de referencia.

En 2015, en el marco de lo indicado precedentemente, se creó el Programa Hogares con Garrafa por medio del Decreto N° 470/2015 luego reglamentado mediante la Resolución SE N° 49/2015, con el fin de mantener la estabilidad de los precios en la cadena de comercialización del gas butano y del gas propano destinado a garrafas de 10, 12 y 15 kg de capacidad, y a ciertas zonas de abastecimiento. En forma anual, conforme lo dispuesto en la reglamentación del Programa Hogares con Garrafa, la SE establece los cupos de gas butano a abastecer al mercado interno por los productores, y los precios de referencia aplicables en cada momento, para el GLP envasado en garrafas para uso residencial. El Programa Hogares con Garrafa preveía el pago de una compensación a productores que finalmente fue fijada en 0 a partir del 1 de febrero de 2019 por la Resolución SGE N° 15/2019.

El 19 de agosto de 2024 se publicó en el BO la Resolución SE N° 216/2024 por la cual se resolvió eliminar los precios máximos de referencia fijados para el GLP envasado en garrafas para uso residencial y reemplazarlos por un sistema de precios de referencia sin tope.

El 24 de enero de 2025 se publicó en el BO la Resolución SE N° 15/2025 la cual establece que los precios de venta de los productores a los fraccionadores no deben superar el precio de paridad de exportación. Asimismo, los productores deberán asegurar que el GLP esté disponible para el mercado interno de manera continua y suficiente.

Acuerdo Propano Redes

Con el fin de asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento de gas propano indíluido por redes, el 27 de diciembre de 2002 el Ministerio de Economía suscribió con las empresas productoras de GLP un acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indíluido con vigencia hasta el 30 de abril de 2003 y prorrogable por un período no mayor a 1 año. Posteriormente, a través de la Ley N° 26.019 de 2005, la Ley N° 26.546 de 2009 y el Decreto N° 496/2023 se autorizó a extender el acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2023. Se firmó un nuevo acuerdo Propano Redes cuya vigencia se extendió hasta el 31 de diciembre de 2024.

Dicho acuerdo asegura el abastecimiento de las distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano por redes de un determinado volumen de gas propano a un precio determinado, y el pago de una compensación económica a las empresas productoras de GLP por los menores ingresos percibidos.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.d.3) Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos - Decreto N° 929/2013

Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispuso la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos ("Régimen"), para proyectos de explotación de hidrocarburos tanto convencionales como no convencionales. Podrán solicitar su inclusión en dicho Régimen los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten un proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US$ 1.000 millones calculada al momento de la presentación del proyecto y a ser invertidos durante los primeros 5 años del proyecto (este monto fue modificado en 2014 por la Ley N° 27.007 y reducido a US$ 250 millones).

Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por este régimen, se destacan los siguientes: (i) los sujetos alcanzados gozarán, en los términos de la Ley Nº 17.319 y a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos proyectos, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos proyectos, con una alícuota del 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; (ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente; y (iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6 de la Ley Nº 17.319, los sujetos incluidos en el régimen gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos proyectos, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos proyectos susceptible de exportación de acuerdo con lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables. Ver Nota 36.h) apartado "Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos - Decreto N° 929/2013".

36.e) Programas de incentivos para inversiones

Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI")

La Ley Bases (ver Nota 36.j)) creó el RIGI, reglamentado por el Decreto N° 749/2024 publicado en el BO el 23 de agosto de 2024, la Resolución N° 1.074/2024 del Ministerio de Economía publicada en el BO el 22 de octubre de 2024 y la Resolución N° 5.590/2024 de la AFIP publicada en el BO el 23 de octubre de 2024, destinado a incentivar grandes inversiones con beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios, garantizando la seguridad jurídica y la protección de derechos adquiridos. Este régimen busca fomentar inversiones, promover el desarrollo económico, crear empleo y fortalecer las cadenas de producción locales.

El RIGI está dirigido a proyectos de inversión en los sectores de foresto industria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía y petróleo y gas, con un mínimo de inversión por sector o subsector o etapa productiva igual o mayor a un rango entre US$ 200.000.000 hasta US$ 900.000.000 en activos computables, según lo establezca la autoridad de aplicación. Los interesados tienen 2 años para adherirse al RIGI, presentando y obteniendo la aprobación de un plan de inversión por parte de la autoridad de aplicación.

Los beneficios del RIGI incluyen una alícuota del 25% en el impuesto a las ganancias, amortización acelerada de inversiones, deducción de quebrantos sin límite temporal, actualización de quebrantos por el Índice de Precios Internos al por Mayor ("IPIM") publicado por el INDEC, y exenciones de derechos de importación y exportación, entre otros. Además, se establecen incentivos cambiarios, tales como la libre disponibilidad escalonada de divisas obtenidas por exportaciones y ciertas flexibilizaciones relacionadas con financiamientos. El RIGI garantiza estabilidad normativa tributaria, aduanera y cambiaria durante 30 años desde la adhesión, protegiendo a los proyectos de inversión de cambios legislativos más gravosos.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.f) Regulaciones fiscales

36.f.1) Impuesto a las ganancias

La Ley N° 27.468 publicada en el BO el 4 de diciembre de 2018 dispuso que, a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir del 1 de enero de 2018, dicho procedimiento será aplicable en caso de que la variación del IPC, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios supere un 55%, un 30% y un 15%, para el primer, segundo y tercer año respectivamente. A partir del cuarto año, ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2021, el procedimiento será aplicable en la medida que la variación del IPC acumulada en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida sea superior al 100%. Considerando que el IPC al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 superó los parámetros mencionados, el Grupo ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo en su estimación del impuesto a las ganancias.

El 16 de junio de 2021 se publicó en el BO la Ley N° 27.630 que introdujo las siguientes modificaciones en la Ley del Impuesto a las Ganancias:

- Se modificó la tasa de impuesto a las ganancias para las sociedades y establecimientos permanentes, aplicable para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, inclusive. A tal efecto, introduce una escala de alícuotas que oscila entre el 25% y el 35% aplicables según el rango de monto de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente y dichos montos se ajustarán anualmente por IPC.
- La distribución de dividendos y utilidades a personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior tributa una alícuota del 7%.

Pago a cuenta para sujetos con ingresos extraordinarios

El 16 de agosto de 2022 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.248/2022 que estableció el pago por única vez de un anticipo extraordinario a cuenta del impuesto a las ganancias a cargo de las sociedades que cumplieran alguno de los siguientes parámetros en el período fiscal 2021 o 2022: (i) un impuesto determinado de 100 millones de pesos o más; y/o (ii) un resultado impositivo, sin aplicar los quebrantos, de 300 millones de pesos o más. Este anticipo se determina aplicando: (i) para los sujetos cuya base de determinación de los anticipos por el régimen general sea superior a 0 pesos, el 25% a la base de cálculo de anticipos que vienen utilizando; y (ii) para el resto de los sujetos, el 15% al resultado impositivo sin considerar los quebrantos.

El 21 de julio de 2023 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.391/2023 que estableció el pago por única vez de un anticipo extraordinario a cuenta del impuesto a las ganancias a cargo de los contribuyentes que en su declaración jurada del período fiscal 2022 o 2023, según corresponda, cumplieran las siguientes condiciones: (i) hayan informado un resultado impositivo, sin aplicar quebrantos impositivos, igual o superior a 600 millones de pesos; y (ii) no hayan determinado impuesto. Dicho anticipo extraordinario se determina aplicando el 15% sobre el resultado impositivo del período fiscal inmediato anterior a aquel al que corresponda imputar el pago a cuenta, sin considerar los quebrantos impositivos.

Ley de Presupuesto 2023 - Diferimiento del ajuste por inflación impositivo

El 1 de diciembre de 2022 se publicó en el BO la Ley N° 27.701 que modifica la Ley de Impuesto a las Ganancias y establece la posibilidad de diferir el ajuste por inflación impositivo contemplado en dicha ley correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo imputarse a opción del contribuyente un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes en partes iguales, en los 2 períodos inmediatos siguientes. Este beneficio solo resultará procedente para los sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso excepto automóviles, durante cada uno de los 2 períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a 30.000 millones de pesos.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.f.2) Impuesto a los bienes personales - Responsable sustituto

Las personas y entidades extranjeras y sucesiones indivisas, independientemente si están domiciliadas o con sede en la Argentina o en el extranjero, están sujetas al impuesto sobre los bienes personales del 0,50% del valor de las acciones o ADS emitidos por entidades de Argentina. El impuesto se aplica a los emisores argentinos de dichas acciones o ADS, tales como YPF, que tiene que pagar este impuesto en sustitución de los accionistas correspondientes, y se basa en el valor de las acciones (valor patrimonial proporcional), o el importe en libros de las acciones derivadas de los últimos estados financieros al 31 de diciembre de cada año. De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, el Grupo tiene el derecho a obtener el reembolso del impuesto pagado por parte de los accionistas a quienes el impuesto mencionado le resultase aplicable, mediante el mecanismo de reembolso que el Grupo estime conveniente.

36.f.3) Impuesto a los combustibles

A partir de la existencia de precios de mercado para los productos derivados del petróleo tras la desregulación del sector de hidrocarburos, la Ley N° 23.966 estableció un impuesto a las transferencias de combustibles líquidos, el cual grava ciertos tipos de combustibles en sustitución del régimen anterior basado en precios regulados. A partir de agosto de 2003 el mecanismo de cálculo del impuesto que originalmente consistía en un valor fijo por litro según el tipo de combustible fue reemplazado por la aplicación de un porcentaje sobre el precio promedio de venta.

Posteriormente, la Reforma Tributaria modificó nuevamente dicho mecanismo reestableciendo los montos fijos por litro, los cuales son actualizados trimestralmente sobre la base de las variaciones del IPC.

Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles (“RIAIC”)

El 16 de junio de 2022 se publicó en el BO el Decreto N° 329/2022 a través del cual se creó un régimen de incentivos mediante el reconocimiento de un monto equivalente al que las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas deban pagar en concepto de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono (“Impuesto a los combustibles”) por las importaciones de gasoil, el cual podrá ser aplicado al importe a cancelar en concepto de dicho impuesto. El RIAIC fue aplicable sobre las importaciones de gasoil y transferencias de petróleo perfeccionadas entre el 16 de junio y 16 de agosto de 2022 que cumplan con ciertos requisitos establecidos en dicho Decreto y su correspondiente reglamentación.

El 22 de febrero de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 86/2023 a través del cual se restablece el RIAIC reconociendo un monto equivalente al que las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas deban pagar en concepto de Impuesto a los combustibles por las importaciones de gasoil y naftas realizadas entre el 1 de enero y 28 de febrero del 2023, el cual podía ser aplicado al importe a cancelar en concepto de dicho impuesto hasta un límite del 20% y 17% de las ventas en el mercado interno de gasoil y nafta importados, respectivamente, que cumplan con ciertos requisitos establecidos en dicho decreto y su correspondiente reglamentación.

El 10 de julio de 2023 se publicó en el BO la Resolución SE N° 570/2023, la cual prorrogó el plazo de vigencia del RIAIC establecido por el Decreto N° 86/2023 para todas las operaciones de importación de gasoil y/o naftas realizadas entre el 1 de marzo de 2023 y el 30 de abril de 2023 que cumplan con ciertos requisitos establecidos en dicho decreto y su correspondiente reglamentación.

El 7 de septiembre de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 461/2023, el cual reestableció el RIAIC para todas las operaciones de importación de gasoil y/o naftas realizadas entre el 1 de agosto de 2023 y el 31 de octubre de 2023 que cumplan con ciertos requisitos. El 23 de noviembre de 2023 se publicó en el BO la Resolución SE N° 952/2023, la cual prorrogó las disposiciones del Decreto N° 461/2023 para todas las operaciones de importación de gasoil y/o naftas realizadas hasta el 30 de noviembre de 2023.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.f.4) Régimen de regularización de obligaciones tributarias

El 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562 “Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública” a través de la cual se declaró la ampliación del régimen de regularización de obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras establecido originariamente para micro, pequeñas y medianas empresas (MiPyMEs) por la Ley N° 27.541. Para el caso de las personas jurídicas que poseían activos financieros en el exterior que optasen por adherirse al régimen, debían cumplir con el requisito de repatriar al menos el 30% de los mismos dentro de los 60 días desde la adhesión al régimen (incluyendo a los accionistas que posean por lo menos el 30% del capital social).

Dicho régimen permitió incluir obligaciones vencidas al 31 de julio de 2020 y preveía un descuento al contado o planes de entre 48 y 120 cuotas, dependiendo del tipo de deuda y sujeto que regularice siendo aplicable una tasa de interés fija del 2% mensual durante las 6 primeras cuotas y tasa BADLAR en pesos de bancos privados a partir de la séptima cuota.

La adhesión originalmente prevista hasta el 31 de octubre de 2020 fue prorrogada sucesivamente hasta el 15 de diciembre de 2020 a través del Decreto N° 966/2020.

El 11 de noviembre de 2021 se publicó en el BO la Ley N° 27.653 “Ley de Alivio Fiscal para Fortalecer la Salida Económica y Social a la Pandemia Generada por el COVID-19”, la cual (i) amplía la moratoria establecida por la Ley N° 27.541 prorrogándose la vigencia de la misma y ampliándose a las obligaciones vencidas al 31 de agosto de 2021, (ii) con efecto exclusivo para la regularización de sumas adeudadas resultantes de la actividad fiscalizadora de la AFIP prevé una condonación de aquellos intereses que superen el 40% del capital adeudado y la posibilidad de cancelación a través de planes de pago de hasta 72 cuotas, y (iii) deja sin efecto la restricción a la distribución de dividendos con anterioridad al 26 de agosto de 2022 excepto que la Sociedad hubiese pre-cancelado la deuda fiscal establecida por la Ley N° 27.541.

Adicionalmente, el 25 de febrero de 2022 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.157/2022 por la cual se estableció que el acogimiento al régimen de regularización antes descripto podría realizarse hasta el 31 de marzo de 2022, plazo que fue prorrogado hasta el 29 de abril de 2022 por medio de la Resolución General AFIP N° 5.181/2022 publicada en el BO el 1 de abril de 2022.

36.f.5) Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“Impuesto PAIS”)

El 24 de julio de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 377/2023, a través del cual se amplía el alcance del Impuesto PAIS establecido por la Ley N° 27.541 de 2019 a operaciones de importación de ciertos bienes y servicios cuando para su adquisición y pago se requiera el acceso al Mercado de Cambios.

Las alícuotas aplicadas sobre el monto de la compra de moneda extranjera son: (i) 25% para la adquisición de ciertos servicios en el exterior o prestados en el país por no residentes; (ii) 7,5% para la contratación en el exterior o en el país por no residentes de servicios de fletes y otros servicios de transporte por operaciones de importación o exportación de bienes; y (iii) 7,5% para la importación de bienes, a excepción de aquellos mencionados en el artículo 2 inciso e) del Decreto N° 377/2023 y su correspondiente reglamentación. El 13 de diciembre de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 29/2023 que incrementó las alícuotas de los puntos (ii) y (iii) al 17,5%.

El 2 de septiembre de 2024 se publicó en el BO el Decreto N° 777/2024 el cual redujo a 7,5% la alícuota aplicada sobre el monto de compra en moneda extranjera para la contratación en el exterior o en el país por no residentes de servicios de fletes y otros servicios de transporte por operaciones de importación o exportación de bienes y para la importación de bienes, a excepción de aquellos mencionados en el artículo 2 inciso e) del Decreto N° 377/2023 y su correspondiente reglamentación.

El 24 de diciembre de 2024 el Impuesto PAIS dejó de estar en vigencia.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.f.6) Beneficios fiscales por acuerdos de precios

El 26 de agosto de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 433/2023 el cual estableció beneficios impositivos aplicables hasta el 31 de octubre de 2023 a los sujetos que suscriban acuerdos de precios para el mercado local con la Secretaría de Comercio del Ministerio de Economía, o adecúen aquellos acuerdos vigentes. Dichos beneficios consisten en la suspensión del pago del Impuesto PAIS para ciertas mercaderías, la reducción al 0% de los derechos de exportación para determinadas posiciones arancelarias, planes de facilidades de pago para la cancelación de derechos de exportación por parte de determinados sectores productivos y la prórroga en el pago de ciertos tributos y obligaciones de la seguridad social. El 26 de octubre de 2023, mediante el Decreto N° 551/2023, se prorrogó la vigencia de estos beneficios impositivos hasta el 31 de diciembre de 2023.

36.g) Regulaciones aduaneras

36.g.1) Derechos de exportación

Los derechos de exportación, tributos y demás conceptos relacionados con las operaciones efectuadas en el marco del Programa de Incremento Exportador y vinculados con los Decreto N° 492/2023, Decreto N° 549/2023, Decreto N° 597/2023 y Decreto N° 28/2023 deberán abonarse tomando como base imponible el monto que surja de las divisas ingresadas y liquidadas de acuerdo con lo mencionado en dichos decretos y sus reglamentaciones complementarias (ver Nota 36.h)).

Hidrocarburos

Desde septiembre de 2018 se reestablecieron los aranceles sobre la exportación de hidrocarburos, que habían estado previamente vigentes desde la Ley de Emergencia de 2002 y fueron suspendidos en enero de 2017. Los mecanismos fueron variando entre el establecimiento de importes fijos y alícuotas sobre el valor imponible o el valor FOB.

El 19 de mayo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N ° 488/2020 que estableció una escala móvil para los aranceles de exportación que van desde el 0% (cuando el precio del crudo Brent es igual o menor a 45 US$/bbl) hasta el 8% (cuando el precio del crudo Brent alcanza o supera los 60 US$/bbl), el cual tuvo vigencia hasta diciembre de 2021.

El 31 de diciembre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 1.060/2020, que estableció una alícuota del 4,5% de aranceles de exportación para las mercaderías comprendidas en el Capítulo 29 de la Nomenclatura Común del Mercosur (“NCM”) que incluye etanol y metanol, entre otros.

Productos agrícolas

El 4 de marzo de 2020 se publicó en el BO el Decreto Nº 230/2020 que estableció un arancel del 33% (el máximo permitido por la Ley Nº 27.541) a la exportación de soja y subproductos de soja. La alícuota para la exportación de trigo, maíz y sorgo se mantuvo en 12%.

El 5 de octubre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 790/2020 el cual fijó aranceles de exportación para la soja y los subproductos como el aceite y la harina de soja, del 33% y 31%, respectivamente, a partir de enero de 2021. A partir de marzo 2022, los aranceles de exportación para los productos mencionados se fijaron en 33%. A partir de enero de 2023 se restablecieron los aranceles de exportación establecidos por el Decreto N° 790/2020.

El 27 de enero de 2025 se publicó en el BO el Decreto N° 38/2025 el cual dispuso una reducción temporal de los aranceles de exportación para productos tales como la soja, subproductos de la soja, granos, entre otros. Las nuevas alícuotas se fijaron en 26% para la soja, 24,5% para los subproductos de la soja como el aceite y la harina de soja, y 9,5% para los granos como el trigo, maíz y sorgo, las que regirán hasta el 30 de junio de 2025.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.g.2) Percepciones aduaneras

El 29 de marzo de 2023 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.339/2023, la cual suspende, hasta el 31 de diciembre de 2023, la aplicación de los certificados de exclusión del régimen de percepción del impuesto a las ganancias y del IVA en las operaciones de importación definitiva de bienes.

Adicionalmente, para el cálculo de los anticipos del impuesto a las ganancias se imposibilita el cómputo de las percepciones sufridas producto de la mencionada suspensión, y en determinados casos se limita temporalmente el cómputo de las percepciones de IVA.

El 26 de agosto de 2023 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.407/2023, la cual hasta el 31 de octubre de 2023: (i) suspende la aplicación de las disposiciones de la Resolución General AFIP N° 5.339/2023 para la importación de determinadas posiciones arancelarias; y (ii) excluye la aplicación de los regímenes de percepción aduaneros del impuesto a las ganancias y del IVA sobre la importación de determinadas posiciones arancelarias. En ambos casos, dichas posiciones arancelarias son determinadas por la SE y siempre que sean efectuadas por contribuyentes que a tal efecto la SE haya indicado. El 1 de noviembre de 2023, mediante la Resolución General AFIP N° 5.441/2023, se extendió el plazo de aplicación de estas disposiciones hasta el 30 de noviembre de 2023.

El 29 de diciembre de 2023, mediante Resolución General AFIP N° 5.476/2023, se prorrogan las disposiciones de la Resolución General AFIP N° 5.339/2023 hasta el 30 de junio de 2024, eliminándose las limitaciones temporales para el cómputo de las percepciones de IVA.

Posteriormente, a través de la Resolución General AFIP N° 5.520/2024 del 1 de julio de 2024 y la Resolución General ARCA N° 5.624/2024 del 30 de diciembre de 2024, se prorrogaron las disposiciones establecidas por la Resolución General AFIP N° 5.339/2023 y sus modificatorias hasta el 30 de junio de 2025.

El 28 de febrero de 2025, mediante la Resolución General ARCA N° 5.655/2025, se derogan todas las disposiciones descriptas previamente. Dicha resolución resulta de aplicación para las importaciones definitivas perfeccionadas a partir del 1 de marzo de 2025.

36.h) Regulaciones relacionadas con el Mercado de Cambios

A continuación, se detallan los requerimientos para el acceso al Mercado de Cambios establecidos por el BCRA para los pagos de importaciones de bienes o servicios, pagos de capital e intereses por endeudamientos financieros con el exterior, y el pago de utilidades y dividendos:

- Conformidad previa del BCRA para la cancelación de capital, intereses devengados hasta el 31 de diciembre de 2024, intereses punitorios y moratorios o similares, por endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una parte vinculada al deudor.
- La obligación de liquidar a través del Mercado de Cambios dentro de un determinado plazo los fondos que se reciban en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, cobro de depósitos a plazo y cobro de venta de activos, siempre que el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido, o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.
- La obligación de presentar un plan de refinanciación para los vencimientos de capital de endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023.

En relación con las operaciones de refinanciación, recompra o rescate de deuda, se habilitan los pagos en moneda extranjera a través del Mercado de Cambios de primas, intereses y gastos relacionados, cuando se cumplan determinadas condiciones establecidas en el texto ordenado de las normas sobre Exterior y Cambios del BCRA (“Normativa de Exterior y Cambios”).

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Asimismo, el BCRA dispuso requisitos generales para el acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa, entre los cuales se incluye la presentación de una declaración jurada en la que se deje constancia de que:

- La totalidad de las tenencias de moneda extranjera en el país se encuentra depositada en una cuenta bancaria local, y no se poseen activos líquidos disponibles en el exterior y/o certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras (“CEDEAR”) que, conjuntamente, superen los US$ 100.000.
- En los 90 días corridos previos al acceso al Mercado de Cambios no se realizaron determinadas operaciones de venta con liquidación en moneda extranjera, canje por activos externos o transferencia al exterior de títulos valores emitidos por residentes, adquisición con pesos de títulos valores emitidos por no residentes, CEDEAR , títulos valores de deuda privada emitidos en el exterior, entregas de fondos en moneda local u otros activos locales a cambio de activos externos, criptoactivos y/o títulos valores depositados en el exterior. Asimismo, se requiere el compromiso de no realizar este tipo de operaciones dentro de los 90 días corridos posteriores al acceso al Mercado de Cambios.
- En los 90 días corridos previos al acceso al Mercado de Cambios no se realizaron entregas en el país de fondos en pesos u otros activos locales líquidos a controlantes directos o integrantes del grupo económico, salvo que se cumplan determinadas condiciones establecidas en la Normativa de Exterior y Cambios.

Durante 2024 se emitieron comunicaciones del BCRA que establecen excepciones a los requisitos antes mencionados, en virtud de las cuales se permite:

- La transferencia de títulos valores a centrales depositarias del exterior con el fin de participar de un proceso de canje de títulos de deuda.
- El acceso al Mercado de Cambios para adquirir de un inversor extranjero participaciones de capital en empresas residentes cuando se verifiquen los requisitos establecidos en la Normativa de Exterior y Cambios.
- El acceso al Mercado de Cambios para el pago de intereses de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios con contrapartes vinculadas del exterior en la medida que los vencimientos operen a partir del 5 de julio de 2024.
- Acceder de forma inmediata al Mercado de Cambios para realizar pagos de fletes por operaciones de exportaciones de bienes cuando los fletes forman parte de la condición de venta pactada y se concretan luego de obtenido el cumplido de embarque otorgado por aduana.
- El acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa para: (i) la cancelación de intereses devengados a partir del 1 de enero de 2025; (ii) la aplicación del cobro de exportaciones al pago de capital e intereses por endeudamientos financieros con el exterior liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 19 de abril de 2024 y cuando se cumplan los siguientes requisitos: (a) la vida promedio de la deuda no sea inferior a 3 años y (b) el primer pago de capital no se realice antes de transcurrido un año desde que éste se ingresó y liquidó a través del Mercado de Cambios; y (iii) la cancelación anticipada de capital e intereses por endeudamientos financieros con el exterior con una antelación mayor a 3 días hábiles del vencimiento y cuando se cumplan los siguientes requisitos: (a) se acceda en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior desembolsada y liquidada a partir del 19 de abril de 2024; (b) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se pre-cancela; y (c) el monto acumulado de vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no supere el monto acumulado de los vencimientos de capital de la deuda que se anticipa.

Asimismo, el BCRA autorizó el acceso al Mercado de Cambios a los emisores residentes para la cancelación, en el país o en el exterior, de capital e intereses bajo títulos de deuda denominados en moneda extranjera, en la medida que los títulos hayan sido suscriptos íntegramente en el exterior y la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados a través del Mercado de Cambios.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

En relación con el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero previo al 13 de diciembre de 2023 y de servicios prestados y/o devengados con anterioridad a dicha fecha ("stock de deuda"), el BCRA dispuso que no se podría acceder al Mercado de Cambios para realizar los pagos pendientes, pero sí se podría suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL") por un monto equivalente a los importes adeudados por dichas importaciones.

Quienes hubieran suscripto BOPREAL hasta el 31 de enero de 2024 por un monto igual o mayor al 25% de su stock de deuda, podrían acceder al Mercado de Cambios desde el 1 de febrero de 2024 por los montos indicados y de acuerdo con las condiciones establecidas en la Normativa de Exterior y Cambios.

En relación con el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 y de servicios prestados y/o devengados a partir de dicha fecha, se podrá acceder al Mercado de Cambios sin conformidad previa del BCRA cuando, adicionalmente a los requisitos aplicables en cada caso, se verifique que el pago cumple con el cronograma establecido en la Normativa de Exterior y Cambios.

Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP") y Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural ("RADPIGN")

El 26 de mayo de 2022 mediante el Decreto N° 277/2022 el Estado Nacional dispuso la creación de los regímenes RADPIP y RADPIGN, otorgando ciertos beneficios a las empresas que cumplan con, entre otros, los siguientes requisitos: (i) estar inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras y ser titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos; (ii) adherir a dichos regímenes en los términos que establezca la SE; (iii) obtener producción incremental en los términos definidos en dicho decreto; y (iv) cumplir con el Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.

Los beneficiarios de los regímenes RADPIP y RADPIGN tendrán, por el porcentaje de la producción incremental según el punto (iii) precedente, acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa del BCRA para el pago de capital de deudas comerciales y financieras, utilidades y dividendos, entre otros.

Asimismo, el BCRA estableció la posibilidad para empresas del sector energético y sujetos beneficiarios del Decreto N° 277/2022 de suscribir letras en dólares liquidables en pesos a tasa cero ("LEDIV") en forma simultánea a la liquidación de fondos por financiación de importaciones y prefinanciación o anticipos de exportaciones.

Programa Incremento Exportador

En relación con la liquidación a través del Mercado de Cambios de los fondos que se reciban del exterior, el BCRA estableció las siguientes normas:

- Comunicaciones "A" 7.853 y 7.914: Permitía que los cobros por exportaciones de determinados productos relacionados con la industria hidrocarburífera, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de exportaciones realizados hasta el 25 de octubre de 2023 en el marco del Programa de Incremento Exportador del Decreto N° 492/2023 y las Resoluciones SE N° 808/2023 y N° 827/2023, se utilizaran en un 25% para la compraventa de títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos y el 75% restante se liquidara en el Mercado de Cambios.
- Comunicación "A" 7.867: Permitía que los cobros por exportaciones de bienes y servicios, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de liquidación realizadas hasta el 17 de noviembre de 2023 en el marco del Programa de Incremento Exportador del Decreto N° 549/2023, se utilizaran en un 30% para la compraventa de títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos y el 70% restante se liquidara en el Mercado de Cambios.

El 21 de noviembre de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 597/2023 a través del cual se prorrogó hasta el 10 de diciembre de 2023 el Programa de Incremento Exportador del Decreto N° 549/2023 y se permitió que hasta el 50% de los cobros por exportaciones de bienes y servicios, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de exportaciones se utilice para realizar compras de títulos valores en moneda extranjera en el exterior y su posterior venta en pesos en el país, debiendo liquidar el 50% restante a través del Mercado de Cambios.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 13 de diciembre de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 28/2023 a través del cual se reestableció el Programa de Incremento Exportador de los Decretos N° 549/2023 y N° 597/2023 y permitió que hasta el 20% de los cobros por exportaciones de bienes y servicios, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de exportaciones se utilice para realizar compras de títulos valores en el exterior y su posterior venta en pesos en el país, debiendo liquidar el 80% restante a través del Mercado de Cambios.

RIGI

El 29 de agosto de 2024 el BCRA emitió la Comunicación “A” 8.099, que reglamenta el beneficio de excepción a la obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes y servicios para los Proyectos de Vehículo Único (“VPU”) en el marco del RIGI y dispone requisitos adicionales para el acceso al Mercado de Cambios para el egreso de divisas a un VPU. Asimismo, establece que los aportes de inversión directa en especie instrumentados mediante la entrega al VPU de bienes de capital podrán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios en la medida que se cumplan los requisitos indicados en dicha comunicación, aclarando que los beneficios cambiarios del RIGI no podrán ser acumulados con otros beneficios cambiarios vigentes.

Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos - Decreto N° 929/2013

El 13 de diciembre de 2024 el BCRA emitió la Comunicación “A” 8.155 que permite que los exportadores que posean un proyecto incluido en el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos establecido por el Decreto N° 929/2013 obtengan aprobación de la entidad financiera por la parte del permiso de embarque que se encuentre amparado por el "Certificado Decreto 929/2013" emitido a partir de lo dispuesto por la Resolución N° 26/2023 de la SE. Ver Nota 36.d.3).

36.i) Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) N° 70/2023

El 21 de diciembre de 2023 se publicó en el BO el DNU N° 70/2023 el cual declara el estado de emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, y anula, introduce y/o modifica ciertas leyes. Entre las principales medidas establecidas se encuentran: (i) reformar las estructuras de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural; (ii) calcular el costo del consumo básico con base en las tarifas de cada punto de suministro; (iii) definir mecanismos relacionados con la asignación de subsidios y su cobro por parte de los usuarios; (iv) modificar la LGS y la Ley Nº 23.696 (“Ley de Reforma del Estado”) estableciendo que no se otorgarán prerrogativas o ventajas de derecho público a las empresas en las que el Estado Nacional sea accionista; (v) modificar la Ley N° 20.680 (“Ley de Abastecimiento”) que otorgaba a la Secretaría de Comercio del Ministerio de Economía la facultad de imponer regulaciones y sanciones relacionadas con el suministro y distribución de bienes; y (vi) derogar el Decreto N° 1.060/2000 el cual fijaba plazos máximos a los contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles suscriptos entre compañías petroleras y estaciones de servicio y limitaba en un 40% la participación de las primeras en las redes de estaciones de servicios que comercializan las marcas de su propiedad.

Si bien el DNU N° 70/2023 debe ser tratado y ratificado por al menos una de las cámaras del Congreso de la Nación, sus disposiciones se encuentran vigentes a partir del 29 de diciembre de 2023, salvo por algunas disposiciones que han sido objeto de medidas cautelares que suspendieron su vigencia. El 14 de marzo de 2024 la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación rechazó el Decreto N° 70/2023. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, se encuentra pendiente de tratamiento por la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación y no es posible prever la evolución de las modificaciones establecidas en dicho DNU ni las nuevas medidas que podrían ser anunciadas ni sus impactos.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

36.j) Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742 ("Ley Bases") y Decreto Reglamentario N° 1.057/2024 ("Decreto N° 1.057/2024")

El 8 de julio de 2024 se publicó en el BO la Ley Bases, la cual introduce diversas modificaciones al marco legal argentino incluyendo, entre otros: (i) la declaración de emergencia en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de 1 año; (ii) la reorganización administrativa del Estado Nacional; (iii) la privatización de ciertas empresas y sociedades de propiedad estatal total o mayoritaria; (iv) modificaciones a la Ley de Procedimientos Administrativos N° 19.549; (v) modificaciones en materia de energía y petróleo y gas (ver Notas 36.a.1), 36.b.1) y 36.c.1)); (vi) la creación del RIGI destinado a incentivar grandes inversiones con beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios, garantizando la seguridad jurídica y la protección de derechos adquiridos (ver Nota 36.e)); y (vii) una reforma laboral y sindical.

El 28 de noviembre de 2024 se publicó en el BO el Decreto N° 1.057/2024 mediante el cual se reglamentaron diversos aspectos de la Ley Bases. Ver Notas 36.a.1), 36.b.1) y 36.c.1).

36.k) Marco normativo CNV

Requisitos de información como Agente de liquidación y compensación y Agente de negociación

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la Sociedad se encuentra inscripta en la CNV en la categoría "Agente de liquidación y compensación y Agente de negociación - Participante directo" matrícula N° 549. Considerando la operatoria que realiza la Sociedad, y conforme con las normas de la CNV, en ninguna circunstancia ofrecerá servicios de intermediación a terceros para operaciones en mercados bajo competencia de la CNV y tampoco abrirá cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar en mercados bajo competencia de la CNV.

De acuerdo con las normas de la CNV, la Sociedad queda incluida en lo establecido por el artículo 5 c), Capítulo II, Título VII de las normas de la CNV, "Agente de Liquidación y Compensación - Participante Directo". En este sentido, según el artículo 13, Capítulo II, Título VII de las normas de la CNV, al 31 de diciembre de 2024 el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dicha norma, que es de 612.

Guarda de documentación

De acuerdo con lo establecido por el artículo 48, Sección XII, Capítulo IV, Título II de las normas de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentra en la sede social inscripta, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- AdeA Administradora de Archivos S.A., Planta 3 - Ruta 36, Km 31,5 - Florencio Varela - Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L., Panamericana y R. S. Peña - Blanco Encalada - Luján de Cuyo - Provincia de Mendoza.
- Custodia Archivos del Comahue S.A., Parque Industrial Este, Manzana N Lote 2 - Neuquén Capital - Provincia de Neuquén.

Asimismo, se deja constancia que se encuentra a disposición en la sede social inscripta, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación del artículo 5 a) 3), Sección I, Capítulo V, Título II de las normas de la CNV.

Información adicional y/o complementaria

De acuerdo con lo establecido por el apartado d) del punto 7 del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV relativo al requisito de información de dividendos acumulados impagos de acciones preferidas, informamos que la Sociedad no ha emitido acciones preferidas.

De acuerdo con lo establecido por el apartado e) del punto 7 del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV relativo al requisito de información de las condiciones, circunstancias y plazos para la cesación de las restricciones a la distribución de los resultados no asignados y/o reservas, informamos que las restricciones a la distribución de los resultados no asignados y/o reservas se detallan en la Nota 31.

36. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

De acuerdo con los límites del artículo 31 de la LGS y de acuerdo con lo establecido por el artículo 6, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, informamos que las inversiones en otras sociedades, excluidas aquellas de objeto social complementario o integrador, no exceden dichos límites.

Efecto de conversión de los aportes de los propietarios

De acuerdo con el requerimiento del artículo 5, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, se incluye a continuación el efecto de conversión correspondiente a las cuentas de "Capital", "Ajuste de capital", "Acciones propias en cartera" y "Ajuste de acciones propias en cartera":

	2024	2023	2022
Saldo al inicio del ejercicio	3.163.700	686.343	393.570
Otros resultados integrales	879.521	2.477.357	292.773
Saldo al cierre del ejercicio	4.043.221	3.163.700	686.343

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, el efecto de conversión correspondiente a la cuenta de "Primas de emisión" asciende a 658.873, 515.808 y 112.678, respectivamente, y se incluye dentro de la cuenta de "Otros resultados integrales" en el estado de cambios en el patrimonio.

Al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, el efecto de conversión correspondiente a las cuentas de "Planes de beneficios basados en acciones", "Costo de adquisición de acciones propias" y "Primas de negociación de acciones propias" asciende a (65.845), (50.512) y (7.318), respectivamente, y se incluye dentro de la cuenta de "Otros resultados integrales" en el estado de cambios en el patrimonio.

37. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La información en los siguientes cuadros detalla los saldos con asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024						
	Otros créditos		Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros		Cuentas por pagar	Activos de contratos
	No corriente	Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:							
YPF EE	-	3.792	3.665	-	2.766	44.087	-
Profertil	-	150	14.498	-	-	16.773	-
MEGA	-	-	51.473	-	-	862	16.099
Refinor	-	-	11.219	-	-	866	-
Y-GEN Eléctrica S.A.U. (1)	-	-	-	-	-	-	-
OLCLP	-	501	5	-	-	2.801	-
Sustentator	-	-	41	-	-	-	-
CT Barragán	-	-	-	-	-	-	-
OTA	-	-	3	-	-	2.278	-
OTC	-	-	-	-	-	-	-
	-	4.443	80.904	-	2.766	67.667	16.099
Asociadas:							
CDS	-	15	561	-	-	-	-
YPF Gas	-	1.109	20.728	-	-	1.252	-
Oldelval	144.944	4.620	63	-	4.329	13.136	-
Termap	-	-	-	-	-	2.846	-
GPA	-	-	-	-	-	3.471	-
Oiltanking	19.259	8.030	170	-	559	4.437	-
Gas Austral	-	-	323	-	-	21	-
VMOS	-	17.354	-	-	-	-	-
	164.203	31.128	21.845	-	4.888	25.163	-
	164.203	35.571	102.749	-	7.654	92.830	16.099

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

37. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

	2023						
	Otros créditos		Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros		Cuentas por pagar	Activos de contratos
	No corriente	Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:							
YPF EE	-	3.687	4.084	2.826	-	31.595	-
Profertil	-	306	11.569	-	-	12.366	-
MEGA	-	-	12.183	-	-	116	2.209
Refinor	-	-	10.045	-	3.116	930	-
Y-GEN Eléctrica S.A.U. (1)	-	-	-	-	-	-	-
OLCLP	-	222	-	-	-	1.775	-
Sustentator	-	-	-	-	-	-	-
CT Barragán	-	-	-	-	-	-	-
OTA	-	3	35	-	-	1.017	-
OTC	-	-	-	-	-	675	-
	-	4.218	37.916	2.826	3.116	48.474	2.209
Asociadas:							
CDS	-	199	2	-	-	-	-
YPF Gas	-	921	4.615	-	-	477	-
Oldelval	34.964	-	26	3.425	-	7.798	-
Termap	-	-	-	-	-	1.895	-
GPA	-	-	-	-	-	1.183	-
Oiltanking	-	-	99	487	-	3.273	-
Gas Austral	-	-	132	-	-	6	-
VMOS	-	-	-	-	-	-	-
	34.964	1.120	4.874	3.912	-	14.632	-
	34.964	5.338	42.790	6.738	3.116	63.106	2.209

	2022						
	Otros créditos		Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros		Cuentas por pagar	Activos de contratos
	No corriente	Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:							
YPF EE	-	751	1.126	-	-	7.088	-
Profertil	-	-	1.382	-	-	2.171	-
MEGA	-	-	7.498	-	-	113	-
Refinor	-	-	2.345	-	-	446	-
Y-GEN Eléctrica S.A.U. (1)	-	-	73	-	-	-	-
OLCLP	-	31	-	-	-	425	-
Sustentator	-	-	-	-	-	4	-
CT Barragán	-	-	-	-	-	-	-
OTA	-	-	-	-	-	54	-
OTC	-	-	-	-	-	-	-
	-	782	12.424	-	-	10.301	-
Asociadas:							
CDS	-	-	1	-	-	-	-
YPF Gas	-	269	1.575	-	-	457	-
Oldelval	-	3.222	3	-	-	1.914	-
Termap	-	-	-	-	-	461	-
GPA	-	-	-	-	-	293	-
Oiltanking	-	-	1	-	-	688	-
Gas Austral	-	-	52	-	-	1	-
VMOS	-	-	-	-	-	-	-
	-	3.491	1.632	-	-	3.814	-
	-	4.273	14.056	-	-	14.115	-

(1) Sociedad fusionada con YPF EE a partir del 1 de enero de 2023.

37. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

La información en el siguiente cuadro detalla las transacciones con asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024			2023			2022		
	Ingresos	Costos y gastos	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Costos y gastos	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Costos y gastos	Intereses ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:									
YPF EE	22.817	106.994	295	7.730	39.736	183	4.531	17.614	-
Profertil	93.017	114.453	(15)	24.003	40.888	16	10.374	27.521	-
MEGA	347.833	9.887	34	82.703	782	298	32.682	340	13
Refinor	62.585	10.040	1.419	28.878	6.673	47	18.851	4.847	1
Y-GEN Eléctrica S.A.U. (1)	-	-	-	-	-	-	57	-	-
OLCLP	974	12.847	-	330	4.442	-	168	1.497	-
Sustentator	31	1	-	293	3	-	-	5	-
CT Barragán	8	-	-	3	-	-	6	-	-
OTA	34	18.922	-	68	2.879	-	3	449	-
OTC	-	39	-	-	1.038	-	-	-	-
	527.299	273.183	1.733	144.008	96.441	544	66.672	52.273	14
Asociadas:									
CDS	557	-	9	131	-	-	1	-	5
YPF Gas	62.694	3.413	(126)	15.188	1.767	115	10.079	1.263	8
Oldelval	509	59.035	19	121	19.720	11	62	6.961	10
Termap	-	21.056	-	-	6.883	-	-	2.820	-
GPA	-	20.686	-	-	5.654	-	-	2.444	-
Oiltanking	112	28.122	-	81	8.478	-	10	3.832	-
Gas Austral	3.200	19	-	856	11	1	632	3	-
VMOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	67.072	132.331	(98)	16.377	42.513	127	10.784	17.323	23
	594.371	405.514	1.635	160.385	138.954	671	77.456	69.596	37

(1) Sociedad fusionada con YPF EE a partir del 1 de enero de 2023.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

37. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser el principal grupo de energía de Argentina, la cartera de clientes y proveedores del Grupo abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional. Conforme con lo requerido por la NIC 24 “Información a revelar sobre partes relacionadas”, dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan:

		Saldos [17]			Transacciones		
		Crédito / (Pasivo)			Ingresos / (Costos)		
Clientes / Proveedores	Ref.	2024	2023	2022	2024	2023	2022
SE	(1) (16)	20.800	18.443	12.724	137.310	59.981	25.144
SE	(2) (16)	5.777	1.835	1.654	5.881	1.832	1.946
SE	(3) (16)	167	167	167	-	-	-
SE	(4) (16)	5.259	3.250	1.169	10.648	5.332	1.501
SE	(5) (16)	6.813	6.813	6.813	-	-	-
Secretaría de Transporte	(6) (16)	68	1.225	1.453	2.791	6.237	6.498
ARCA	(7) (16)	-	16.336	6.744	-	23.898	6.744
Secretaría de Industria	(8) (16)	-	-	-	-	382	422
CAMMESA	(9)	82.315	47.845	19.178	416.099	118.393	55.197
CAMMESA	(10)	(1.979)	(2.725)	(687)	(43.502)	(15.130)	(3.173)
ENARSA	(11)	69.435	20.075	12.522	212.799	43.904	17.534
ENARSA	(12)	(70.561)	(49.640)	(17.149)	(64.680)	(41.227)	(5.157)
Aerolíneas Argentinas S.A.	(13)	28.307	34.653	15.823	289.856	115.317	55.705
Aerolíneas Argentinas S.A.	(14)	(13)	-	-	(13)	(262)	(197)
Agua y Saneamientos Argentinos S.A.	(15)	-	1.926	1.700	-	-	-

(1) Beneficios por el Plan GasAr 2020-2024 y el Plan GasAr 2023-2028. Ver Nota 36.d.1).
(2) Beneficios por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Ver Nota 36.d.2).
(3) Beneficios por el reconocimiento del costo financiero generado por el diferimiento de pago de las prestadoras de servicio de distribución de gas natural y gas propano indiluido por redes. Consisten en compensaciones económicas mediante el reconocimiento a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productoras de los intereses generados por el diferimiento del pago otorgado a los usuarios residenciales de gas natural y gas propano indiluido por redes del 22% en las facturas emitidas a partir del 1 de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que fue recuperado a partir de las facturas emitidas desde el 1 de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos.
(4) Compensación por los menores ingresos que las licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios en beneficio de Metrogas. Ver Nota 36.c.3).
(5) Compensación por el Decreto N° 1.053/2018. Ver Nota 36.c.1).
(6) Compensación por suministro de gasoil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial. Consisten en compensaciones económicas a las empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos comprometidas con el aseguramiento del suministro de volúmenes de gasoil que cubran las necesidades del mercado interno.
(7) Beneficios por el RIAIC. Ver Nota 36.f.3).
(8) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA, mediante la emisión de un bono fiscal computable como crédito fiscal para el pago de impuestos nacionales (impuesto a las ganancias, IVA e impuestos internos) en la medida en que el fabricante cuente con establecimientos industriales radicados en el país.
(9) Ventas de fuel oil, gasoil, gas natural y servicio de transporte y distribución.
(10) Compras de energía eléctrica.
(11) Ventas de gas natural y prestación de servicios de regasificación de GNL y de inspección de obra.
(12) Compras de gas natural y petróleo.
(13) Ventas de aerokerosene.
(14) Compras de millas para el Programa YPF Serviclub y gastos de publicidad.
(15) Venta de activos clasificados como “Activos mantenidos para la venta”.
(16) Ingresos por incentivos reconocidos de acuerdo con la NIC 20. Ver Nota 2.b.12) apartado “Ingresos procedentes de esquemas de incentivos otorgados por el Estado Nacional”.
(17) No incluyen, de corresponder, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso.

Adicionalmente, el Grupo ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en las Notas 15, 16 y 22 y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros.

Por otro lado, al 31 de diciembre de 2024, el Grupo posee Bonos de la República Argentina 2029 y 2030 y 2038, bonos del BCRA (BOPREAL), letras y bonos emitidos por el Estado Nacional identificados como inversiones en activos financieros (ver Nota 15).

Asimismo, la Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de Compañía de Desarrollo no Convencional S.R.L. (“CDNC”) y de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. (“CHNC”), pero dado que, en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en dichas sociedades. Consecuentemente, las mencionadas participaciones no han generado saldos ni resultado alguno para la Sociedad.

37. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC para acceder al 50% de la concesión de explotación Loma Campana y derechos complementarios, y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo de Proyecto de Inversión ("Acuerdo LC") que la Sociedad y Chevron firmaron el 16 de julio de 2013, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC.

Dentro de dicho marco y siendo YPF el operador del área Loma Campana, las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías en relación con el Acuerdo LC. Tal garantía referida a la operación y administración del proyecto no incluye la performance del proyecto ni el retorno de la inversión, ambas bajo exclusivo riesgo de Chevron.

Durante los ejercicios 2024, 2023 y 2022 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de petróleo por parte de YPF por 484.882, 147.556 y 61.498, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionaron en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 asciende a 64.886, 31.003 y 8.175, respectivamente.

El 8 de mayo de 2024 se publicó en el BO la Resolución SE N° 58/2024 que establece un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 correspondiente a los acreedores del MEM, e instruye a CAMMESA a determinar los importes adeudados con cada uno de ellos correspondientes a dichas transacciones económicas, a ser cancelados del siguiente modo: (i) las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024, mediante la entrega de títulos públicos denominados "Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038"; y (ii) las transacciones económicas de febrero de 2024, con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos fondos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al Fondo Unificado con Destino al Fondo de Estabilización.

Al 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con lo mencionado, el Grupo ha reconocido un cargo a resultados por deudores por ventas de cobro dudoso de 34.218 en el rubro de "Gastos de comercialización" en el estado de resultados integrales (ver Nota 2.b.7) apartado "Deterioro de valor de activos financieros"), y en relación con nuestros negocios conjuntos YPF EE y CT Barragán un cargo a resultados por dicho concepto de 22.569 y 6.691, respectivamente, en el rubro de "Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos" en el estado de resultados integrales.

A continuación se detallan las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a la primera línea ejecutiva, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

	2024		2023		2022	
Beneficios de corto plazo [1]	28.300		7.778		2.285	
Beneficios basados en acciones	29.523		675		178	
Beneficios posteriores al empleo	783		200		94	
Beneficios de terminación	-		2.357		1.130	
	58.606	(2)	11.010	(2)	3.687	(2)

(1) No incluye aportes patronales por 6.467, 1.708 y 507 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.
(2) Las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la administración de YPF, en la moneda funcional de la Sociedad, ascienden a U$S 59 millones, U$S 14 millones y U$S 21 millones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

En relación con las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la administración de YPF, y considerando la unificación de las posiciones de Presidente y CEO, aprobado por la Asamblea de Accionistas del 26 de enero de 2024, la Sociedad avanzó con la reorganización de la estructura y posiciones dependientes del Presidente y CEO, reestructurando en 14 las vicepresidencias del Comité Ejecutivo, incluyendo la jerarquización de 3 Gerencias Ejecutivas como Vicepresidencias y eliminando 11 posiciones de asesoría de la misma dependencia.

37. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

Asimismo, la Sociedad realizó un análisis de la competitividad externa de honorarios del Directorio y compensaciones de ejecutivos de primera línea con la asistencia de consultoría externa. Como consecuencia, se presentaron las conclusiones al Comité de Nombramientos y Remuneraciones y readecuaron los componentes del paquete compensatorio total, alineado al plan estratégico de YPF y estándares de mercado para compañías listadas en el mercado local e internacional de similar magnitud.

De acuerdo con lo mencionado en la Nota 38, se implementó el Plan de Generación de Valor aplicable a miembros elegibles de la Gerencia de YPF y una compensación variable en base a resultados (“CVR”), ésta última aplica al 100% de los empleados de la Sociedad, a excepción del Presidente y CEO y de los representantes comerciales.

38. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

Planes de retiro

A partir del 1 de marzo de 1995 el Grupo ha establecido un plan de retiro, mediante el cual realiza aportes a un fondo de inversión por un monto equivalente al contribuido por cada adherente, entre el 3% y el 10% de su remuneración mensual, y no tiene obligación legal ni implícita de realizar aportes adicionales en caso de que el fondo de inversión no cuente con suficientes activos para atender los beneficios.

Los adherentes recibirán los fondos aportados por el Grupo antes de su retiro únicamente en caso de renuncia bajo ciertas circunstancias, despido injustificado o en caso de muerte o incapacidad. El Grupo puede discontinuar este plan de retiro en cualquier momento, sin incurrir en ningún costo relacionado con su terminación.

El cargo a resultados relacionado con el plan de retiro fue de 3.881, 794 y 749 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Programas de beneficios a corto plazo

El Grupo cuenta con programas de beneficios a corto plazo que alcanzan a ciertos empleados del Grupo y son cancelados en efectivo. Principalmente se basan en el cumplimiento de objetivos de vicepresidencia y de unidad pudiendo incrementarse en función del desempeño individual. Se determinan a partir de la remuneración de cada empleado, la cantidad de salarios asignados por categoría y el nivel de cumplimiento alcanzado de los objetivos mencionados. A partir de 2024 se implementó una nueva compensación variable por los resultados del Grupo (“CVR”), que se pagará siempre que estos resultados sean positivos.

El cargo a resultados relacionado con los programas de beneficios a corto plazo fue de 209.595, 89.445 y 21.657 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022, respectivamente.

Planes de beneficios basados en acciones

A partir del ejercicio 2013 la Sociedad ha decidido implementar un plan de beneficio basado en acciones con el objetivo de alinear el desempeño de determinados empleados de nivel ejecutivo, gerentes y personal clave o con conocimiento técnico crítico, con los objetivos del plan estratégico de la Sociedad. Este plan, organizado en programas anuales, consiste en asignar acciones de la Sociedad con la condición de permanencia por el período definido en el plan (período de hasta 3 años desde la fecha de otorgamiento, “período de servicio”), constituyendo esta última la condición única y necesaria para acceder a la retribución final pactada.

38. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)

En consistencia y con características similares a los planes de beneficios basados en acciones aprobados en años anteriores, el Directorio de la Sociedad:

- En su reunión del 9 de mayo de 2019 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2019-2022 con vigencia por 3 años a partir del 1 de julio de 2019.
- En su reunión del 10 de noviembre de 2020 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2020-2023 con vigencia por 3 años a partir del 1 de julio de 2020.
- En su reunión del 23 de septiembre de 2021 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación basado en acciones 2021-2024 con vigencia por 3 años a partir del 1 de julio de 2021.
- En su reunión del 15 de septiembre de 2022 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación basado en acciones 2022-2025 con vigencia por 3 años a partir del 1 de agosto de 2022.
- En su reunión del 16 de agosto de 2023 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación basado en acciones 2023-2026 con vigencia por 3 años a partir del 1 de agosto de 2023.
- En su reunión del 7 de agosto de 2024 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación basado en acciones 2024-2027 con vigencia por 3 años a partir del 1 de agosto de 2024.

Asimismo, el Plan 2019-2022 se complementó con un monto adicional en dólares con el mismo período de devengamiento que el plan de beneficios basado en acciones, a pagar en pesos al tipo de cambio de la fecha de dicho devengamiento. Dicho complemento no tiene efectos significativos.

Por otro lado, el Plan 2021-2024 se definió pagar en efectivo. Dicho cambio en las condiciones del plan no tiene efectos significativos.

En abril de 2024, la Sociedad adoptó el "Plan de Generación de Valor", que es un programa de remuneración a largo plazo para los miembros elegibles de la gerencia de YPF con el objetivo de incentivar resultados extraordinarios en el largo plazo y retener a empleados clave. En virtud de este plan, la Compañía otorgó 4,6 millones de derechos de apreciación de acciones ("PSAR", por sus siglas en inglés) a los participantes del plan que comprenden empleados clave de la Sociedad. Los PSAR brindan a los beneficiarios la oportunidad de recibir un premio que se liquidará en efectivo equivalente a la apreciación del valor de las acciones ordinarias de la Sociedad durante un período de tiempo específico. El monto a pagar en el momento del ejercicio es la diferencia entre el precio base por acción determinado por el plan y el valor de mercado por acción de las acciones ordinarias de la Sociedad a la fecha del ejercicio. Los PSAR expiran a los cinco años después de su otorgamiento, comenzando el derecho de percepción a partir del tercer año, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, incluidos los hitos de rendimiento relacionados con el precio de las acciones ordinarias de la Sociedad que van desde un mínimo de US$ 30 por acción ordinaria hasta US$ 60 por acción ordinaria. Los beneficiarios de los PSAR también están obligados a permanecer en la Sociedad durante tres años a partir de la concesión del plan. Los PSAR otorgados por la Sociedad tienen un precio base de US$ 16,17 por acción, resultando en un valor razonable promedio ponderado de US$ 8,75 por PSAR a la fecha de otorgamiento. El Plan de Generación de Valor fue aprobado por el Comité de Nombramientos y Remuneraciones de la Sociedad con el apoyo de una consultora de gestión (Mercer) que asesoró en su diseño e implementación.

Al 31 de diciembre de 2024 existen 4,6 millones de PSAR en circulación a un valor razonable promedio ponderado de US$ 28,6 por PSAR.

El cargo a resultados de los PSAR se determina con base en el valor razonable de las adjudicaciones en la fecha de concesión. El valor razonable se calcula utilizando el modelo de simulación Monte Carlo, que requiere la entrada de supuestos altamente subjetivos, el cual incluye el valor razonable de las acciones de la Sociedad, el plazo esperado y la tasa de interés libre de riesgo.

El cargo a resultados relacionado con el Plan de Generación de Valor fue de 32.185 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

En la Nota 2.b.11) se describen las políticas contables de los planes de beneficios basados en acciones. Las recompras de acciones propias se exponen en la Nota 31.

38. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)

A continuación, se detalla la evolución de la cantidad de acciones vinculadas a los planes de beneficios basados en acciones al cierre de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022:

Plan 2019 - 2022

	2024	2023	2022
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	258.904
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	-	(192.225)
- Expiradas	-	-	(66.679)
Cantidad al cierre del ejercicio (1)	-	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	-	50
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	-	9,97

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2022.

Plan 2020 - 2023

	2024	2023	2022
Cantidad al inicio del ejercicio	-	350.796	681.529
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	(271.817)	(308.298)
- Expiradas	-	(78.979)	(22.435)
Cantidad al cierre del ejercicio (1)	-	-	350.796
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	22	81
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	4,75	4,75

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2023, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2022.

Plan 2021 - 2024

	2024	2023	2022
Cantidad al inicio del ejercicio	478.097	818.823	1.252.400
- Concedidas	-	50.037	-
- Liquidadas	(394.359)	(367.371)	(418.598)
- Expiradas	(83.738)	(23.392)	(14.979)
Cantidad al cierre del ejercicio (1)	-	478.097	818.823
Gasto reconocido durante el ejercicio	7.096	4.954	781
Valor de mercado de la acción a cada cierre de ejercicio (en dólares) (2)	27,70	20,42	17,69

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2024, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2023, entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2022.
(2) El plan se definió pagar en efectivo.

Plan 2022 - 2025

	2024	2023	2022
Cantidad al inicio del ejercicio	641.161	962.150	-
- Concedidas	890	69.176	962.150
- Liquidadas	(301.392)	(320.649)	-
- Expiradas	(43.323)	(69.516)	-
Cantidad al cierre del ejercicio (1)	297.336	641.161	962.150
Gasto reconocido durante el ejercicio	1.683	572	136
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	6,67	6,67	6,67

(1) El promedio de vida restante del plan es de 8 meses al 31 de diciembre de 2024, en tanto tenía entre 8 y 20 meses al 31 de diciembre de 2023, y entre 8 y 32 meses al 31 de diciembre de 2022.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

38. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)

Plan 2023 - 2026

	2024	2023		2022
Cantidad al inicio del ejercicio	720.368	-		-
- Concedidas	48.785	778.756	(2)	-
- Liquidadas	(260.960)	(7.473)		-
- Expiradas	(72.018)	(50.915)		-
Cantidad al cierre del ejercicio (1)	436.175	720.368		-
Gasto reconocido durante el ejercicio	2.576	560		-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	14,63	14,63		-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 8 y 20 meses al 31 de diciembre de 2024, en tanto tenía entre 8 y 32 meses al 31 de diciembre de 2023.
(2) Incluye una asignación de 47.650 acciones con liquidación al vencimiento del plan.

Plan 2024 - 2027

	2024	2023	2022
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	-
- Concedidas	1.002.892	-	-
- Liquidadas	-	-	-
- Expiradas	-	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio (1)	1.002.892	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	2.394	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	18,14	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 8 y 32 meses al 31 de diciembre de 2024.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos argentinos, y a menos que se indique lo contrario)

39. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2024			2023			2022		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente [1]	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente [1]	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente [1]	Total
Activo no corriente									
Otros créditos									
Dólares estadounidenses	176	1.029,00	181.133	50	805,45	40.113	19	176,96	3.436
Pesos bolivianos	21	147,84	3.092	7	115,73	805	7	25,43	177
Créditos por ventas									
Dólares estadounidenses	-	1.029,00	-	30	805,45	23.948	- [2]	176,96	6
Inversiones en activos financieros									
Dólares estadounidenses	-	-	-	8	805,45	6.738	202	176,96	35.664
Total del activo no corriente			184.225			71.604			39.283
Activo corriente									
Otros créditos									
Dólares estadounidenses	226	1.029,00	232.470	133	805,45	107.475	190	176,96	33.631
Euros	- [2]	1.068,62	296	- [2]	889,38	51	2	189,26	336
Pesos chilenos	10.305	1,00	10.305	16.550	0,90	14.895	12.424	0,21	2.609
Libras esterlinas	-	1.293,79	-	-	-	-	1	214,30	156
Francos suizos	- [2]	1.136,43	341	-	-	-	-	-	-
Reales	-	-	-	7	166,69	1.167	9	33,94	305
Créditos por ventas									
Dólares estadounidenses	638	1.029,00	656.575	429	805,45	345.585	598	176,96	105.764
Euros	- [2]	1.068,62	63	- [2]	889,38	17	- [2]	189,26	4
Pesos chilenos	6.183	1,00	6.183	9.844	0,90	8.860	18.829	0,21	3.954
Reales	-	-	-	60	166,69	10.001	38	33,94	1.290
Inversiones en activos financieros									
Dólares estadounidenses	368	1.029,00	378.605	217	805,45	174.687	171	176,96	30.229
Efectivo y equivalentes de efectivo									
Dólares estadounidenses	524	1.029,00	538.683	943	805,45	759.396	374	176,96	66.100
Pesos chilenos	11.336	1,00	11.336	1.790	0,90	1.611	1.829	0,21	384
Reales	-	-	-	2	166,69	333	12	33,94	407
Total del activo corriente			1.834.857			1.424.078			245.169
Total del activo			2.019.082			1.495.682			284.452

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024, 2023 Y 2022

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto las acciones y la información por acción expresada en pesos argentinos, y a menos que se indique lo contrario)

39. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO (cont.)

	2024			2023			2022		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente [1]	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente [1]	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente [1]	Total
Pasivo no corriente									
Provisiones									
Dólares estadounidenses	998	1.032,00	1.029.971	2.611	808,45	2.111.131	2.454	177,16	434.810
Reales	-	-	-	10	166,69	1.667	10	33,94	339
Pasivos de contratos									
Dólares estadounidenses	113	1.032,00	116.883	-	-	-	-	-	-
Remuneraciones y cargas sociales									
Dólares estadounidenses	33	1.032,00	33.758	-	-	-	-	-	-
Pasivos por arrendamientos									
Dólares estadounidenses	406	1.032,00	418.510	324	808,45	261.770	272	177,16	48.224
Préstamos									
Dólares estadounidenses	7.007	1.032,00	7.231.155	6.659	808,45	5.383.420	5.834	177,16	1.033.550
Reales	-	-	-	6	166,69	1.000	4	33,94	136
Otros pasivos									
Dólares estadounidenses	74	1.032,00	76.561	112	808,45	90.185	19	177,16	3.302
Cuentas por pagar									
Dólares estadounidenses	5	1.032,00	4.701	4	808,45	3.353	4	177,16	732
Total del pasivo no corriente			8.911.539			7.852.526			1.521.093
Pasivo corriente									
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta									
Dólares estadounidenses	2.133	1.032,00	2.201.617	-	-	-	-	-	-
Provisiones									
Dólares estadounidenses	115	1.032,00	119.023	151	808,45	122.005	133	177,16	23.550
Pasivos de contratos									
Dólares estadounidenses	10	1.032,00	10.093	-	-	-	-	-	-
Impuesto a las ganancias									
Reales	-	-	-	5	166,69	833	5	33,94	170
Cargas fiscales									
Pesos chilenos	-	-	-	4.476	0,90	4.028	4.495	0,21	944
Reales	-	-	-	9	166,69	1.500	6	33,94	204
Remuneraciones y cargas sociales									
Dólares estadounidenses	53	1.032,00	54.380	10	808,45	7.715	11	177,16	1.862
Pesos chilenos	1.031	1,00	1.031	896	0,90	806	-	-	-
Reales	-	-	-	2	166,69	333	1	33,94	34
Pasivos por arrendamientos									
Dólares estadounidenses	369	1.032,00	381.134	340	808,45	274.822	294	177,16	52.056
Préstamos									
Dólares estadounidenses	1.865	1.032,00	1.924.774	1.366	808,45	1.104.012	1.024	177,16	181.477
Pesos chilenos	-	-	-	896	0,90	806	2.519	0,21	529
Reales	-	-	-	37	166,69	6.168	57	33,94	1.934
Otros pasivos									
Dólares estadounidenses	141	1.032,00	145.936	122	808,45	98.476	13	177,16	2.359
Cuentas por pagar									
Dólares estadounidenses	1.301	1.032,00	1.342.952	1.270	808,45	1.026.712	1.147	177,16	203.236
Euros	12	1.074,31	12.992	16	894,71	14.760	21	189,92	4.033
Libras esterlinas	- [2]	1.293,79	302	- [2]	426,33	115	- [2]	214,30	95
Yenes	6	6,58	39	9	5,74	53	150	1,35	203
Francos suizos	- [2]	1.141,31	11	- [2]	963,12	115	- [2]	191,69	69
Yuanes	2	144,43	278	-	-	-	-	-	-
Reales	-	-	-	44	166,69	7.381	36	33,94	1.231
Pesos chilenos	2.061	1,00	2.061	4.476	0,90	4.028	4.281	0,21	899
Total del pasivo corriente			6.196.623			2.674.668			474.885
Total del pasivo			15.108.162			10.527.194			1.995.978

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2024, 2023 y 2022 según BNA.
(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

40. HECHOS POSTERIORES

El 2 de enero de 2025 la Sociedad anunció una oferta de compra de las ON Clase XXXIX con vencimiento en julio de 2025 emitidas bajo el Programa Global 2008 por un total de capital de US$ 757 millones a un precio igual al capital más una prima e intereses devengados no pagados. Habiendo recibido y aceptado órdenes de compra por US$ 315 millones, el 17 de enero de 2025 el 42% del monto de dicha ON fue completamente cancelado.

El 17 de enero de 2025 la Sociedad emitió en el mercado internacional las ON Clase XXXIV con vencimiento en enero 2034 por un monto nominal de US$ 1.100 millones a una tasa de 8,25%. El capital será amortizado en 3 cuotas anuales y consecutivas del 30% en enero de 2032 y 2033 y del 40% en enero de 2034.

El 18 de enero de 2025 la Sociedad anunció la compra del remanente de las ON Clase XXXIX a un precio igual al capital más una prima e intereses devengados no pagados. La recompra se hizo efectiva el 18 de febrero de 2025, cancelando la totalidad de las ON Clase XXXIX.

El 27 de febrero de 2025 la Sociedad emitió en el mercado local las ON Clase XXXV y Clase XXXVI por US$ 140 millones con vencimiento el 27 de febrero de 2027 y US$ 59 millones con vencimiento el 27 de agosto de 2025, respectivamente. Las ON Clase XXXV devengan intereses trimestralmente a una tasa fija anual del 6,25% y las ON Clase XXXVI devengan y pagan intereses al vencimiento a una tasa fija del 3,50%.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados no han existido otros hechos posteriores materiales cuyo efecto sobre la situación financiera, los resultados de las operaciones del Grupo o su exposición en notas al 31 de diciembre de 2024, debiera haber sido considerado en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 6 de marzo de 2025 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025

JUAN ANDRÉS GELLY Y OBES
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 - Fº 63

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2025
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

HORACIO DANIEL MARÍN
Presidente

Informe de la Comisión Fiscalizadora
Estados Financieros Consolidados

A los señores Accionistas de
Y.P.F. SOCIEDAD ANONIMA
CUIT N° 30-54668997-9
Domicilio legal Macacha Güemes 515
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Opinión

Hemos llevado a cabo los controles que nos impone como Comisión Fiscalizadora la legislación vigente, el estatuto social, las regulaciones pertinentes y las normas profesionales para contadores públicos, acerca de los estados financieros consolidados de Y.P.F. SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante la Sociedad) que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024, los estados de resultados integrales consolidados, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en dicha fecha, así como la información explicativa expuesta en notas a los estados financieros consolidados, que incluye un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el párrafo precedente, que se adjuntan a este informe y firmamos a los fines de su identificación, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación patrimonial de YPF y sus subsidiarias (en adelante el “Grupo”), que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2024, los estados de resultados integrales consolidados, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en dicha fecha, así como la información explicativa expuesta en notas a los estados financieros consolidados, de conformidad con las normas contables profesionales argentinas que en este caso disponen la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Asimismo, en nuestra opinión, la Memoria de los administradores cumple con los requisitos legales y estatutarios, resultando las afirmaciones acerca de la gestión llevada a cabo y de las perspectivas futuras de exclusiva responsabilidad de la Dirección.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestros controles cumpliendo las normas legales y profesionales vigentes para la Comisión Fiscalizadora, contempladas, entre otras, en la Ley General de Sociedades y en la Resolución Técnica N° 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), y su modificatoria, la cual tiene en cuenta que los controles de la información deben llevarse a cabo cumpliendo con las normas de auditoría establecidas en la Resolución Técnica N° 37 de dicha Federación, y su modificatoria. Nuestras responsabilidades de acuerdo con las normas mencionadas se describen más adelante en la sección “Responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados y la Memoria de los administradores”.

Para realizar nuestra tarea hemos considerado la auditoria efectuada por los auditores externos Deloitte & Co. S.A, quienes emiten su informe de fecha 6 de marzo de 2025, suscripto por el socio de la firma Guillermo D. Cohen, de acuerdo con las normas de auditoria. Una auditoría requiere que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objeto de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la inexistencia de manifestaciones no veraces o errores significativos en los estados financieros consolidados. Una auditoría incluye examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados financieros consolidados, así como evaluar las normas contables utilizadas, las estimaciones significativas efectuadas por el Directorio de la Sociedad y la presentación de los estados financieros consolidados tomados en conjunto de conformidad con las normas de auditoría establecidas en la Resolución Técnica N° 37 de la FACPCE, y su modificatoria. Dichas normas exigen que cumpla los requerimientos de ética, así como que planifique y ejecute la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados están libres de incorrecciones significativas.

Dado que no es de nuestra responsabilidad efectuar un control de gestión, la revisión no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son de responsabilidad exclusiva de los administradores.

Asimismo, con relación a la Memoria de los administradores correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024 hemos verificado que contiene la información requerida por el artículo 66 de la Ley General Sociedades y otra información requerida por los organismos de control y, en lo que es materia de nuestra competencia, que sus datos numéricos concuerdan con los registros contables de la Sociedad y otra documentación pertinente.

Dejamos expresa mención que somos independientes de la Sociedad y hemos cumplido con los demás requisitos de ética de conformidad con el código de ética del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de Capital Federal y de las RT N° 15 y 37 de FACPCE, y sus modificatorias. Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Información distinta de los estados financieros consolidados, del informe de auditoría correspondiente y de la Memoria de los administradores (otra información)

El Directorio de la Sociedad es responsable de la otra información, que comprende la reseña informativa al 31 de diciembre del 2024 y esta otra información no es parte de los estados financieros consolidados ni de la Memoria por lo que no está alcanzada en los controles realizados por la Comisión Fiscalizadora.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados y la Memoria no cubre la otra información y no expresamos ni expresaremos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre ella.

En relación con nuestro informe de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información que identificamos más arriba y, al hacerlo, considerar si existe una incongruencia significativa entre la otra información y los estados financieros consolidados o la Memoria en base al conocimiento obtenido por nosotros, o si por algún otro motivo parece que existe una incorrección significativa. Si basándonos en el trabajo que hemos realizado sobre la otra información que obtuvimos antes de la fecha de

este informe, concluimos, en lo que es materia de nuestra competencia, que existe una incorrección significativa en esta otra información, estamos obligados a informarlo. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades de la Dirección y del Comité de Auditoría de la Sociedad en relación con los estados financieros consolidados

La Dirección de la Sociedad es responsable de la preparación y presentación razonable de los Estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores ("CNV") a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por su sigla en inglés). La Dirección es responsable del control interno que considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados, libres de distorsiones significativas, ya sea debido a fraude, errores o irregularidades.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Dirección es responsable de evaluar la capacidad de la Sociedad de 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 la Dirección tuviera intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no existiera otra alternativa realista.

Asimismo, en relación con la Memoria correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, los administradores son responsables de cumplir con la Ley General de Sociedades y las disposiciones de los organismos de control en cuanto a su contenido.

El Comité de Auditoría de la Sociedad es responsable de la supervisión del proceso de información financiera de la Sociedad.

Responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados y la Memoria de los administradores.

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, que la Memoria cumple con las prescripciones legales y reglamentarias y emitir un informe como Comisión Fiscalizadora que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la RT N° 37 de FACPCE, y su modificatoria, siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados y el contenido de la Memoria en aquellos temas de nuestra incumbencia profesional.

Como parte de los controles sobre los estados financieros consolidados, empleando normas de auditoría de conformidad con la RT N° 37 de FACPCE, y su modificatoria, hemos

aplicado nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante nuestra actuación como Comisión Fiscalizadora. También:

a) Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financiero consolidados, debida a fraude o error. Diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtener elementos de juicio suficientes y adecuados para proporcionar una base para nuestra opinión.

b) Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad.

c) Evaluamos si las políticas contables aplicadas son adecuadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Dirección de YPF S.A.

d) Concluimos sobre lo adecuado de la utilización por la Dirección de la Sociedad, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre significativa relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas importantes sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, se requiere que llamemos la atención en nuestro Informe de Comisión Fiscalizadora sobre la información expuesta en los estados financieros consolidados o en la Memoria, o, si dicha información expuesta no es adecuada, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de nuestro informe como Comisión Fiscalizadora. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad deje de ser una empresa en funcionamiento.

e) Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logren una presentación razonable.

f) Nos comunicamos con la Dirección de la Sociedad en relación con, entre otras cuestiones, la estrategia general de la planificación y ejecución de nuestros procedimientos de auditoría como Comisión Fiscalizadora y los hallazgos significativos en nuestra actuación como responsables de la fiscalización privada, así como cualquier deficiencia significativa del control interno identificada en el transcurso de nuestra actuación profesional.

También proporcionamos a la Dirección de la Sociedad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables relacionados con nuestra independencia.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

Informamos, en cumplimiento de disposiciones legales y reglamentarias vigentes, que:

a. Los estados financieros consolidados adjuntos y el correspondiente inventario surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes.

b. Según surge de los registros contables de la Sociedad, el pasivo devengado al 31 de diciembre de 2024 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a $ 14.925.285.497 y no era exigible a esa fecha.

c. Hemos revisado la Memoria del Directorio y la información incluida en su Anexo sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario requerida por la Resolución General N° 606/12 de la CNV, sobre las cuales nada tenemos que observar en materia de nuestra competencia.

d. En ejercicio del control de legalidad que nos compete, hemos aplicado durante el ejercicio de los procedimientos descriptos en el artículo Nº 294 de la Ley Nº 19.550, los que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, no teniendo observaciones que formular al respecto.

e. Hemos efectuado la verificación y control de la constitución y/o vigencia de las garantías de los Directores establecidas en el art. 12 del Estatuto Social.

f. En virtud de lo requerido por el art. 13), Capítulo II, Título VII de la Resolución General N° 622/13 de la CNV informamos que no tenemos observaciones que formular sobre la información incluida en los estados financieros consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y contrapartida líquida requerida por la citada normativa.

g. En el desempeño de nuestra función consideramos haber cumplido con nuestros deberes conforme lo prescribe la Ley General de Sociedades y el estatuto social.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de marzo de 2025.

Por Comisión Fiscalizadora

Dr. Juan A. Gelly y Obes

Síndico

Contador Público U.B.

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 173 – Fº 063

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 07 de marzo de 2025

Legalizamos de acuerdo con las facultades otorgadas a este CONSEJO PROFESIONAL por las leyes 466 (Art. 2, Inc. D y J) y 20488 (Art. 21, Inc. I) la actuación profesional con los datos que a continuación se detallan:

Fecha de intervención: 06/03/2025
Referida a: E.E.C.C. - Ejercicio Regular/ Irregular - EECC Consolidado
Perteneciente a: YPF S.A.
CUIT: 30-54668997-9
Fecha de Cierre: 31/12/2024
Monto total del Activo: $30.287.297.000.000,00
Intervenida por: Dr. GUILLERMO DANIEL COHEN

Sobre la misma se han efectuado los controles de matrícula vigente y control formal de dicha actuación profesional de conformidad con lo previsto en la Res. C. D. 34/24, no implicando estos controles la emisión de un juicio técnico sobre la actuación profesional.

Datos del Matriculado
Dr. GUILLERMO DANIEL COHEN
Contador Público (Universidad de Buenos Aires)
CPCECABA T° 233 F° 73

Firma en carácter de socio
DELOITTE & CO. S.A.
T° 1 F° 3
SOCIO

consejo
Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Esta actuación profesional ha sido aprobada por el profesional interviniente a través del Servicio de Legalizaciones Web, y la misma reúne los controles de matrícula vigente, incumbencias y control formal de acuerdo al Reglamento de Legalizaciones de Actuaciones Profesionales (Res. C.D. 34/24).

Se puede constatar la validez del documento ingresando a **https://legalizaciones.consejo.org.ar/validar** y declarando el código indicado en el recuadro de la derecha o escaneando el QR.

LEGALIZACIÓN N° 822260
CÓDIGO DE VERIFICACIÓN ikvlnlzf