



YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

Informe de auditoría emitido por Auditores Independientes

Señores
Accionistas, Presidente y Directores de
YPF SOCIEDAD ANONIMA

CUIT N°: 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 de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2023, 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 2023, 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) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés).

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 y grupos de activos para su disposición. Ver notas 2.b.5), 2.b.13), 2.c.), 8) y 39) a los estados financieros consolidados.

Descripción de la cuestión clave de la auditoría

La evaluación de deterioro de las propiedades, planta y equipo efectuada por la Sociedad consistió en la comparación del valor recuperable de cada UGE y grupos de activos para su disposición con su valor en libros. La Sociedad determinó el valor recuperable de la UGE basada en su valor de uso y de los grupos de activos para su disposición en base a su valor razonable menos el costo de venta. El cálculo del valor de uso y el valor razonable menos el costo de venta 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. Los grupos de activos para su disposición se evalúan a nivel de cada grupo de activos, por separado de su UGE de acuerdo con la NIC 36. Cambios en estas estimaciones y supuestos sobre el valor recuperable o en el nivel de evaluación en relación con los grupos de activos para su disposición podrían tener un impacto significativo en el valor recuperable de la UGE o los grupos de activos para su disposición, y en el monto de cualquier cargo por deterioro o reversión de cargos por deterioro reconocidos previamente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Sociedad reconoció una pérdida por deterioro de la UGE Gas – Cuenca Neuquina por 176.769 millones de pesos.

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de la Sociedad resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocios upstream (grupos de activos para su disposición), en consecuencia, al 31 de diciembre de 2023 la Compañía reconoció un deterioro de Propiedades, Planta y Equipo por 1.437.603 millones de pesos.

Habida cuenta de los juicios significativos realizados por la Sociedad en la estimación del valor recuperable de la UGE Gas – Cuenca Neuquina y los grupos de activos para su disposición, y en la definición del nivel de evaluación en relación con los grupos de activos para su disposición, 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 de petróleo crudo y gas natural, así como las

proyecciones de ingresos futuros, de costos de producción e inversiones futuras, costos de abandono, la tasa de descuento y la definición del nivel de evaluación en relación con los grupos de activos para su disposición, requirieron un alto grado de juicio profesional y una extensión del esfuerzo de auditoría, incluyendo la necesidad de involucrar a nuestros especialistas en valor razonable y realizar una consulta con nuestros especialistas en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Tratamiento de la cuestión clave en nuestra auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la evaluación del valor recuperable de la UGE Gas – Cuenca Neuquina y los grupos de activos para su disposición, 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 de petróleo crudo y gas natural, las proyecciones de ingresos futuros, costos de producción e inversiones futuras, así como la tasa de descuento.
- Evaluamos al auditor de reservas independiente de la Sociedad mediante: (1) el examen de los informes y la evaluación del alcance del trabajo y los hallazgos, y (2) evaluar la competencia, capacidad y la objetividad mediante el análisis de sus calificaciones y experiencia profesional relevantes.
- Probamos la exactitud matemática y la integridad del cálculo de los flujos de efectivo subyacentes utilizados para determinar el valor recuperable de la UGE.
- Probamos para una selección de campos la exactitud matemática y la integridad del cálculo de los flujos de efectivo subyacentes utilizados para determinar el valor recuperable de los grupos de activos para su disposición.
- Evaluamos la razonabilidad de las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural efectuadas por la Sociedad, probando, para una muestra representativa de campos: (1) 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, probando, para una muestra representativa de campos: (1) la información financiera fuente subyacente en las estimaciones, (2) los perfiles de producción futuros con las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural de la Sociedad, (3) los costos de producción e inversiones y costos de abandono con información histórica y 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: (1) entendiendo cómo la Sociedad desarrolló los supuestos clave y seleccionó la tasa de descuento, (2) probando la información fuente subyacente en los supuestos clave y en la tasa de descuento, y la exactitud matemática del cálculo de la tasa de descuento, y (3) desarrollando un rango de estimaciones independientes de los supuestos clave y la tasa de descuento y comparándolas con las determinadas por la Sociedad.

- 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) evaluar la competencia, capacidad y la objetividad mediante el análisis de sus calificaciones y experiencia profesional relevantes.
- Consultamos con nuestros especialistas en NIIF sobre la evaluación de deterioro a nivel de cada grupo de activos para su disposición, por separado de su UGE.
- 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 2023 y la Memoria, incluyendo el informe sobre el Código de Gobierno Societario. 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, 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.
- Obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con 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 a partir de los estados financieros individuales de las sociedades que integran el Grupo, las que se detallan en la nota 10 a los estados financieros consolidados adjuntos. 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 transcritos 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: 92%.
 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: 56%.
 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: 51%.
- 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 35 apartado i) a los estados financieros consolidados adjuntos relacionada con las exigencias de Patrimonio Neto Mínimo y Contrapartida líquida requeridas 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 2023 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 6.264.393.784 y no era exigible a esa fecha.
- g) Hemos aplicado en la Sociedad controladora los procedimientos sobre prevención del lavado de activos de origen delictivo y financiación del terrorismo previstos en la Resolución CD N° 77/2011 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de marzo de 2024

Deloitte & Co. S.A.

(Registro de Sociedades Comerciales
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

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	26
4	Administración del riesgo financiero	26
5	Información por segmentos de negocio	30
6	Instrumentos financieros por categoría	34
7	Activos intangibles	38
8	Propiedades, planta y equipo	39
9	Activos por derecho de uso	45
10	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	47
11	Inventarios	51
12	Otros créditos	51
13	Créditos por ventas	51
14	Inversiones en activos financieros	52
15	Efectivo y equivalentes de efectivo	52
16	Provisiones	52
17	Impuesto a las ganancias	58
18	Cargas fiscales	59
19	Remuneraciones y cargas sociales	59
20	Pasivos por arrendamientos	60
21	Préstamos	61
22	Otros pasivos	64
23	Cuentas por pagar	64
24	Ingresos	64
25	Costos	68
26	Gastos por naturaleza	68
27	Otros resultados operativos, netos	70
28	Resultados financieros, netos	70
29	Inversiones en Uniones Transitorias	70
30	Patrimonio	72
31	Resultado neto por acción	73
32	Asuntos relacionados con las Entidades de Maxus	73
33	Activos y pasivos contingentes	79
34	Compromisos contractuales	83
35	Principales regulaciones	86
36	Saldos y transacciones con partes relacionadas	108
37	Planes de beneficios y obligaciones similares	112
38	Activos y pasivos en monedas distintas del peso	115
39	Hechos posteriores	116

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
GLOSARIO DE TÉRMINOS

Término	Definición
ADR	American Depository Receipt
ADS	American Depository Share
AESA	Subsidiaria A-Evangelista S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
ANSES	Administración Nacional de la Seguridad Social
ASC	Accounting Standards Codification
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28
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	Ex 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
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 Trasadino (Argentina) S.A.
OTC	Negocio conjunto Oleoducto Trasadino (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
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SRH	Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos
SSHyc	Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles
Subsidiaria	Sociedad sobre la cual YPF tiene control conforme lo dispuesto por la NIIF 10
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
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.
YTEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.
Y-LUZ	Subsidiaria Y-LUZ Inversora S.A.U. controlada por YPF EE

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
INFORMACIÓN LEGAL
Domicilio legal

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

Ejercicio económico

N° 47 iniciado el 1 de enero de 2023.

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, Libro 108, Tomo A de Sociedades Anónimas 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, Libro 113, Tomo A de Sociedades Anónimas del Registro Público mencionado.

Fecha de finalización del Contrato Social

15 de junio de 2093.

Última modificación de los Estatutos

30 de abril de 2021, inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires a cargo de la Inspección General de Justicia el 5 de agosto de 2021 bajo el N° 12.049 del Libro 103 de Sociedades por Acciones. Asimismo, se encuentra en proceso de inscripción en el Registro Público mencionado una modificación aprobada por la Asamblea de Accionistas de fecha 26 de enero de 2024.

Capital

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

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

3.933.127.930.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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 MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	Notas	2023	2022	2021
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles	7	296.517	68.052	43.014
Propiedades, planta y equipo	8	14.293.427	3.100.306	1.642.259
Activos por derecho de uso	9	509.183	95.748	53.260
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	10	1.351.881	337.175	156.925
Activos por impuesto diferido, netos	17	14.166	3.010	1.921
Otros créditos	12	127.286	36.468	19.549
Créditos por ventas	13	25.195	1.027	4.363
Inversiones en activos financieros	14	6.738	35.664	2.534
Total del activo no corriente		16.624.393	3.677.450	1.923.825
Activo corriente				
Activos mantenidos para su disposición		-	-	103
Inventarios	11	1.357.716	307.766	153.927
Activos de contratos	24	7.744	148	1.360
Otros créditos	12	307.907	143.231	63.259
Créditos por ventas	13	785.733	266.201	133.904
Inversiones en activos financieros	14	212.674	56.489	51.012
Efectivo y equivalentes de efectivo	15	905.956	136.874	62.678
Total del activo corriente		3.577.730	910.709	466.243
TOTAL DEL ACTIVO		20.202.123	4.588.159	2.390.068
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		5.507	6.306	10.504
Resultados acumulados		7.215.993	1.844.724	829.388
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		7.221.500	1.851.030	839.892
Interés no controlante		82.315	17.274	8.226
TOTAL DEL PATRIMONIO		7.303.815	1.868.304	848.118
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones	16	2.146.700	455.213	258.478
Pasivos de contratos	24	27.720	-	-
Pasivos por impuesto diferido, netos	17	1.001.920	306.708	185.179
Impuesto a las ganancias a pagar	17	3.508	4.588	3.026
Cargas fiscales	18	144	185	201
Remuneraciones y cargas sociales	19	370	215	3.262
Pasivos por arrendamientos	20	261.770	48.224	28.335
Préstamos	21	5.391.865	1.053.196	670.535
Otros pasivos	22	90.185	3.302	968
Cuentas por pagar	23	4.336	1.319	888
Total del pasivo no corriente		8.928.518	1.872.950	1.150.872
Pasivo corriente				
Provisiones	16	146.129	34.981	19.297
Pasivos de contratos	24	55.313	13.577	13.329
Impuesto a las ganancias a pagar	17	25.143	4.711	1.336
Cargas fiscales	18	112.521	30.660	14.671
Remuneraciones y cargas sociales	19	169.184	52.622	23.459
Pasivos por arrendamientos	20	274.828	52.061	27.287
Préstamos	21	1.217.206	201.808	86.680
Otros pasivos	22	98.476	2.359	3.468
Cuentas por pagar	23	1.870.990	454.126	201.551
Total del pasivo corriente		3.969.790	846.905	391.078
TOTAL DEL PASIVO		12.898.308	2.719.855	1.541.950
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		20.202.123	4.588.159	2.390.068

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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

HORACIO DANIEL MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA



ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

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

	Notas	2023	2022	2021
Resultado neto				
Ingresos	24	5.484.544	2.526.466	1.315.633
Costos	25	(4.525.390)	(1.881.711)	(1.028.180)
Resultado bruto		959.154	644.755	287.453
Gastos de comercialización	26	(598.318)	(257.724)	(145.586)
Gastos de administración	26	(260.315)	(92.207)	(45.896)
Gastos de exploración	26	(19.995)	(9.127)	(2.604)
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	7-8	(1.614.373)	(18.427)	(11.258)
Otros resultados operativos, netos	27	64.576	30.346	(23.939)
Resultado operativo		(1.469.271)	297.616	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	10	(30.909)	58.082	26.977
Ingresos financieros	28	1.906.998	307.811	87.226
Costos financieros	28	(1.552.949)	(318.656)	(132.832)
Otros resultados financieros	28	266.835	54.323	24.060
Resultados financieros, netos	28	620.884	43.478	(21.546)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		(879.296)	399.176	63.601
Impuesto a las ganancias	17	(653.449)	(108.912)	(64.409)
Resultado neto del ejercicio		(1.532.745)	290.264	(808)
Otros resultados integrales				
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos		(344.125)	(34.776)	(7.542)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos ⁽¹⁾		236.506	54.613	19.525
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de YPF ⁽²⁾		7.076.674	714.283	153.429
Otros resultados integrales del ejercicio		6.969.055	734.120	165.412
Resultado integral del ejercicio		5.436.310	1.024.384	164.604
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		(1.561.217)	289.057	257
Interés no controlante		28.472	1.207	(1.065)
Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:				
Accionistas de la controlante		6.932.486	726.279	162.286
Interés no controlante		36.569	7.841	3.126
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		5.371.269	1.015.336	162.543
Interés no controlante		65.041	9.048	2.061
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante:				
Básico y diluido	31	(3.985,51)	736,04	0,65

(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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73HORACIO DANIEL MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

(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 35.i)), (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 37.

(4) Incluye 56.487 restringidos a la distribución de resultados acumulados. Ver Nota 30.

(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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

HORACIO DANIEL MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021 (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 35.i)), (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 37.

(4) Incluye 12.040 restringidos a la distribución de los resultados acumulados.

(5) De acuerdo con las disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2022.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

HORACIO DANIEL MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021 (cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2021								
	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	3.926	6.088	7	13	(144)	502	(647)	640	10.385
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	342	-	-	-	342
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	5	7	(5)	(7)	174	(995)	598	-	(223)
Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.931	6.095	2	6	372	(493)	(49)	640	10.504
	Resultados acumulados				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	66.114	9.582	137.002	3.110	314.887	136.150	677.230	6.165	683.395
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	342	-	342
Recompra de acciones propias	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones	-	-	-	-	-	-	(223)	-	(223)
Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas ⁽⁴⁾	-	(3.700)	(8.934)	(550)	-	13.184	-	-	-
Otros resultados integrales	14.607	(5.882)	(128.068)	(2.560)	82.113	202.076	162.286	3.126	165.412
Resultado neto	-	-	-	-	-	257	257	(1.065)	(808)
Saldos al cierre del ejercicio	80.721	-	-	-	397.000 ⁽¹⁾	351.667	839.892	8.226	848.118

(1) Incluye 454.877 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 35.i)), (126.940) 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 (80.706) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 69.063 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 26.161 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 37.

(4) De acuerdo con las disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2021.

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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

HORACIO DANIEL MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2023	2022	2021
Actividades operativas:			
Resultado neto	(1.532.745)	290.264	(808)
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	30.909	(58.082)	(26.977)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	907.474	338.019	267.686
Amortización de activos intangibles	15.116	6.252	4.833
Depreciación de activos por derecho de uso	66.025	28.300	19.200
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	110.499	48.099	32.269
Cargo por impuesto a las ganancias	653.449	108.912	64.409
Aumento neto de provisiones	128.603	9.537	49.777
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	1.614.373	18.427	11.258
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(436.258)	(22.928)	33.536
Planes de beneficios basados en acciones	1.191	1.048	342
Otros ingresos por seguros	-	-	(1.503)
Resultado por canje de deuda	-	-	(1.855)
Resultado por cesión de áreas	-	-	(2.034)
Resultado por venta de activos	-	-	(5.549)
<i>Cambios en activos y pasivos:</i>			
Créditos por ventas	(98.488)	(52.351)	10.151
Otros créditos	(69.898)	(8.447)	(21.921)
Inventarios	38.579	(20.006)	(27.560)
Cuentas por pagar	317.492	85.504	148
Cargas fiscales	21.729	6.637	(3.639)
Remuneraciones y cargas sociales	71.273	14.348	1.938
Otros pasivos	18.093	(510)	(8.168)
Disminución de provisiones por pago/utilización	(146.040)	(22.630)	(8.166)
Activos de contratos	(9.760)	1.323	(664)
Pasivos de contratos	17.861	(3.622)	6.864
Dividendos cobrados	59.949	12.157	5.073
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	62	116	1.889
Pagos de impuesto a las ganancias	(5.289)	(43.707)	(515)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas ^{(1) (2)}	1.774.199	736.660	400.014
Actividades de inversión: ⁽³⁾			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1.590.926)	(532.128)	(234.801)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(1.174)	(270)	-
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	(2.891)	-
Cobros por ventas de activos financieros	149.805	90.231	38.624
Pagos por adquisición de activos financieros	(109.900)	(93.002)	(56.009)
Intereses cobrados de activos financieros	25.640	13.996	3.694
Cobros por cesión de áreas y venta de activos	4.329	1.040	4.500
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.522.226)	(523.024)	(243.992)
Actividades de financiación: ⁽³⁾			
Pagos de préstamos	(422.145)	(94.517)	(155.902)
Pagos de intereses	(214.032)	(73.123)	(58.454)
Préstamos obtenidos	745.594	49.265	91.512
Adelantos en cuenta corriente, netos	32.602	11.693	794
Recompra de acciones propias	-	(4.243)	-
Pagos por arrendamientos	(106.401)	(44.960)	(28.526)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(2.454)	(1.219)	(83)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	33.164	(157.104)	(150.659)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	483.945	17.664	2.697
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	769.082	74.196	8.060
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	136.874	62.678	54.618
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	905.956	136.874	62.678
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	769.082	74.196	8.060

(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 52.847, 22.603 y 10.853 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, 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:

	2023	2022	2021
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles pendientes de cancelación	426.186	93.730	36.371
Costos de abandono de pozos de hidrocarburos	409.372	47.323	3.349
Altas de activos por derecho de uso	230.883	45.328	27.745
Capitalización de depreciación de activos por derecho de uso	20.484	7.439	4.166
Capitalización de actualizaciones financieras de los pasivos por arrendamientos	3.627	1.790	1.020
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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73HORACIO DANIEL MARIN
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**

(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)

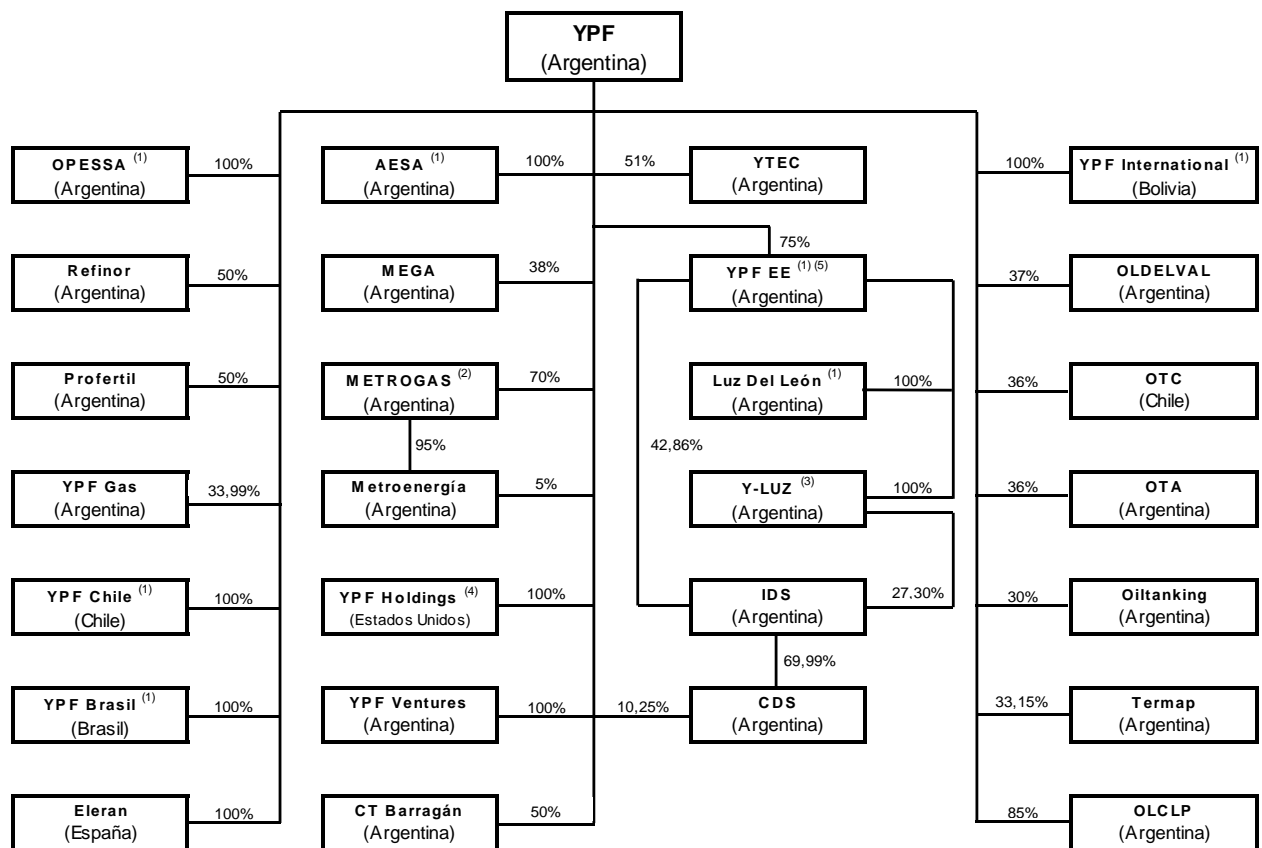
1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPOInformación general

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

El siguiente cuadro muestra la estructura organizacional, incluyendo las principales sociedades del Grupo, al 31 de diciembre de 2023:



(1) Tenencia directa e indirecta.

(2) Ver Nota 35.c.3), apartado "Nota del ENARGAS referida a la participación de YPF en Metrogas".

(3) El 13 de abril de 2023 YPF EE, por intermedio de su subsidiaria Y-LUZ, perfeccionó la compra a Enel Américas S.A. del 57,14% de acciones ordinarias de IDS, tomando a partir de dicha fecha el control de IDS y su subsidiaria CDS. Simultáneamente, mediante un acuerdo de compra conjunta celebrado con Pan American Sur S.A. ("PAS"), Y-LUZ transfirió acciones representativas del 29,84% del capital social de IDS a PAS.

(4) Ver Nota 3.

(5) A partir del 1 de enero de 2023 YPF EE se fusionó con las sociedades Y-GEN Eléctrica S.A.U. e Y-GEN Eléctrica II S.A.U.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO (cont.)**Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2023 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.

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 2023 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 norma 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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 la norma 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 periodo 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.

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)).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



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

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 “Estados financieros consolidados”.

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 YTEC (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 otros contratos similares 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 “Acuerdos Conjuntos”, 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 se detallan en la Nota 29.

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 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 2023, 2022 y 2021.

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 35.a.1)). Estos activos se amortizan siguiendo el método lineal a lo largo del plazo de duración de dichas concesiones.

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 35.a.1)).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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

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 35.a.1).

El Grupo clasifica los derechos de exploración como activos intangibles de acuerdo con la NIIF 6 "Exploración y evaluación de 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.

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 activos intangibles.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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

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 natural 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 natural 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 natural probadas totales.

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo y gas natural 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, dichas estimaciones son auditadas por terceros independientes sobre la base de un ciclo de rotación de 3 años.

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:

	<u>Años de vida útil estimada</u>
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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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

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, la NIIF 16 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.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 periodo, 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 periodos 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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

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).

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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

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.

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 el rubro de "Gastos de comercialización" en el estado de resultados integrales, y aplicando el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9 "Instrumentos financieros" para los créditos por ventas.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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

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 descubiertos bancarios, los cuales se exponen como préstamos.

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 suscrito 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 30 y 37).

De acuerdo con el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de la norma 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 35.i)). 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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

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 37. 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.
- 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 asignadas con contrapartida en la cuenta de "Provisión por bonificaciones e incentivos" del 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.

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 24) 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.

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 al momento de la prestación efectiva de los mismos y de acuerdo con las cláusulas contractuales respectivas. 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 24).

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 35 y 36.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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

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

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”.

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. Para llegar a esa conclusión, la Sociedad analiza la sustancia de la transacción considerando si ha habido un transferencia de todos los riesgos y beneficios (incluyendo la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos). 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.

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.

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 correspondiente a dichos estados financieros), 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 venta. 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 2023 y por lo tanto han sido adoptadas por el Grupo, de corresponder**

Modificaciones a la NIC 1 “Presentación de estados financieros” y Documento de Práctica 2 - Revelación de políticas contables

En febrero de 2021 el IASB emitió las siguientes modificaciones a la NIC 1, relacionadas con la revelación de políticas contables materiales que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023:

- Reemplaza el término de políticas contables significativas por políticas contables materiales.
- Agrega lineamientos y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a identificar las políticas contables materiales que deben ser reveladas.
- Establece que las políticas contables pueden ser materiales independientemente de la magnitud de las cifras involucradas, por lo que debe analizarse su naturaleza y otras condiciones como por ejemplo si se relacionan con el entendimiento integral de otra política contable considerada material.
- Establece que, si la entidad revela políticas contables consideradas no materiales, esa revelación no debe inducir a confusión.

El Grupo ha realizado el análisis sobre la revelación de políticas contables materiales tras la adopción de las modificaciones mencionadas, por lo que ciertas revelaciones han sido readecuadas permitiendo una mejor comprensión para los usuarios de los estados financieros consolidados del Grupo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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

Modificaciones a la NIC 8 - Definición de estimaciones contables

En febrero de 2021 el IASB emitió modificaciones a la NIC 8 relacionadas con la definición de estimaciones contables, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023.

Las modificaciones incluyen la definición del concepto de estimaciones contables a fin de ayudar a las entidades a distinguir entre políticas contables y estimaciones contables, dado que la definición anterior se entrelazaba con la definición de política contable y podía inducir a error, definiendo a las estimaciones contables como “cifras monetarias en los estados financieros sujetas a incertidumbre”.

Clarifica que los cambios en las estimaciones contables significan una aplicación prospectiva, y que si dichos cambios están basados tanto en la obtención de nueva información no susceptible de ser obtenida al momento de la medición anterior, como en cambios que sufrieron las variables utilizadas en dicha estimación, no debe tratarse como la corrección de un error.

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

Modificaciones a la NIC 12 - Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de la misma transacción

En mayo de 2021 el IASB emitió modificaciones a la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” relacionadas con el reconocimiento inicial del impuesto diferido en aquellas transacciones en las que se reconocen un activo y un pasivo simultáneamente, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023.

Las modificaciones introducen una excepción al aplicar la exención de reconocimiento inicial con especificaciones sobre cómo las entidades deben contabilizar el impuesto a las ganancias y el impuesto diferido en aquellas transacciones en las que se reconocen un activo y un pasivo iniciales que generan al mismo tiempo partidas temporarias deducibles e imponibles por la misma cuantía. Por consiguiente, en aquellos casos en donde se reconocen un activo y un pasivo, por ejemplo, relacionados con arrendamientos y obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, se requiere el reconocimiento del impuesto diferido generado por dichas transacciones.

El Grupo ha realizado la apertura de los activos y pasivos por impuesto diferido generados por los Activos por derecho de uso y Pasivos por arrendamientos, tras la aplicación de las modificaciones mencionadas. Asimismo, la información comparativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 ha sido reexpresada (ver Nota 17). No obstante, no han existido efectos sobre los resultados acumulados al inicio.

Modificaciones a la NIC 12 - Reforma Fiscal Internacional - Reglas del Modelo del Segundo Pilar

En mayo de 2023 el IASB emitió modificaciones a la NIC 12 relacionadas con las Reglas del Modelo del Segundo Pilar de la Reforma Fiscal Internacional (“Reforma”) desarrollada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (“OCDE”), que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023.

Estas modificaciones introducen una excepción temporal a los requisitos de la NIC 12 para que una entidad no reconozca ni revele información sobre los impuestos diferidos generados a partir del impuesto a las ganancias surgido de la aplicación de la Reforma. Adicionalmente, requiere ciertas revelaciones adicionales en los estados financieros anuales.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, la adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efectos ya que no existe en las jurisdicciones en las que opera el Grupo un marco regulatorio fiscal relacionado con dicha Reforma. No obstante, el Grupo se encuentra monitoreando posibles cambios futuros que podrían observarse en la normativa fiscal.

- **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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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

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 "Inversiones en asociadas y negocio conjuntos" para clarificar que en transacciones que involucren una entidad controlada, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en el estado financiero 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 1 - Clasificación de pasivos

En enero de 2020 el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 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 de informe" 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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

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.

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, no impidiendo que reconozca un resultado por la terminación parcial o total del arrendamiento.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, excepto por revelaciones adicionales en nota que complementen la información que actualmente se presenta.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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

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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, excepto por revelaciones adicionales en nota que complementen la información que actualmente se presenta.

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.

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 evaluando los efectos de la aplicación de las modificaciones mencionadas.

2.c) Estimaciones significativas y fuentes clave de incertidumbre en la estimación

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 de incertidumbre sobre las estimaciones realizadas para la preparación de los presentes estados financieros consolidados:

Reservas de petróleo y gas natural

La estimación de las reservas de petróleo y gas natural son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. Las reservas de petróleo y gas natural se estiman utilizando datos geológicos y de ingeniería 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. El volumen de reservas de petróleo y gas natural, el cual está directamente asociado a proyectos, inversiones y planes de negocio, se utiliza para el cálculo de las depreciaciones, así como para la evaluación de la recuperabilidad de los activos de Upstream.

El Grupo realiza estimaciones y supuestos relativos a las reservas de petróleo y gas natural 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 del petróleo y gas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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



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 revaluación 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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 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.

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 17.

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.

En lo que respecta a la medición de las UGEs que agrupan activos de campos con reservas de petróleo y gas natural se utilizan proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los campos, limitados 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. Asimismo, las proyecciones de los flujos de efectivo de las reservas no probadas se ponderan por factores de riesgo.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



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

2.d) Información comparativa

Los importes y otra información financiera correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022. Asimismo, se han realizado cambios en las cifras comparativas de acuerdo con lo mencionado en las Notas 2.b.14) y 5, y ciertos desgloses adicionales de información no significativos.

3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

Disolución de las sociedades YPF Holdings, Inc., 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") aprobó, con fecha efectiva el 28 de diciembre de 2023, la disolución de YPF Holdings, Inc., YCLH Holdings, Inc. (subsidiaria controlada al 100% por YPF Holdings, Inc.) e YPF Services USA Corp.

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 crédito y riesgo de liquidez. 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.

El análisis de sensibilidad sólo brinda 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 muestra en el 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).

Asimismo, en base a las restricciones dispuestas por el BCRA para el acceso al Mercado de Cambios, el Grupo mantiene una estrategia activa en la administración de la liquidez (ver Nota 35.g)).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)**

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 financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2023:

	<u>Incremento (+) / Disminución (-) en el tipo de cambio</u>	<u>Ganancia (Pérdida)</u>
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias correspondiente a activos y pasivos financieros	+10% -10%	24.921 (24.921)

Sin embargo, durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023 el tipo de cambio correspondiente al peso respecto del dólar sufrió una variación del 356%.

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 gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados 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 la operación con instrumentos financieros derivados como cobertura.

A continuación, se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2023, según el tipo de tasa aplicable:

	<u>Activos financieros ⁽¹⁾</u>	<u>Pasivos financieros ⁽²⁾</u>
Tasa de interés fija	794.928	6.049.634
Tasa de interés variable	26	559.437
Total ⁽³⁾	<u>794.954</u>	<u>6.609.071</u>

(1) Incluye colocaciones transitorias a corto plazo, inversiones en activos financieros a costo amortizado, préstamos con sociedades relacionadas 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 exclusivamente préstamos financieros. No incluye los pasivos de naturaleza comercial que mayoritariamente no devengan interés ni los pasivos por arrendamientos.

(3) Incluye capital e intereses.

Los préstamos financieros a tasa variable representan un 8% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2023 e incluyen ON, prefinanciaci3nes de exportaciones y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. La deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR, SOFR, LIBOR, CDI y SELIC, de la cual 35.526 devengan una tasa de interés BADLAR más un margen entre 0,10% y 5,00%, 490.131 una tasa de interés SOFR más un margen entre 0,25% y 8,50%, 3.180 una tasa de interés LIBOR más un margen de 1,50%, 5.251 una tasa de interés CDI más un margen entre 0,34% y 6,00% y 1.917 una tasa de interés SELIC más un margen de 2,75% y 4,90%.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el Grupo concertó operaciones con contratos de intercambio de tasas de interés.

En cuanto a los activos financieros, además de los préstamos con sociedades relacionadas y créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposici3n al riesgo de tasa de interés, se incluyen principalmente dep3sitos a plazo fijo, letras del BCRA, títulos p3blicos y títulos privados.

En el cuadro a continuaci3n se detalla la estimaci3n del impacto en el resultado neto ante una variaci3n en las tasas de interés variables en más o menos 100 puntos básicos ("p.b.") al 31 de diciembre de 2023:

	<u>Incremento (+) / Disminuci3n (-) en las tasas de interés</u>	<u>Ganancia (Pérdida)</u>
Efecto en el resultado neto del ejercicio	+100 p.b. -100 p.b.	(2.311) 2.311

Firmado a los efectos de su identificaci3n con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisi3n Fiscalizadora
Contador P3blico U.N.L.P.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificaci3n con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador P3blico U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

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 (títulos públicos y fondos comunes de inversión). El Grupo monitorea permanentemente la evolución de los precios de las mismas para detectar movimientos significativos.

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 títulos públicos y fondos comunes de inversión.

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo no se vio afectado significativamente por la variación de la cotización de los títulos públicos y fondos comunes de inversión (ver apartado "Estimaciones de valor razonable" de la Nota 6). Al 31 de diciembre de 2023 el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 168.553.

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 2023:

	<u>Incremento (+) / Disminución (-)</u> <u>en los precios</u>	<u>Ganancia (Pérdida)</u>
Effecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias	+10%	16.855
	-10%	(16.855)

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 los 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 abruptos 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 abruptos de precios), y que por ende puede llevar al Grupo a no poder mantener dicha relación. Durante 2023 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 2023 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 905.956, considerando efectivo por 185.879 y otros activos financieros líquidos por 720.077. Adicionalmente, el Grupo cuenta con otras inversiones de libre disponibilidad por 174.687 incluidas en el rubro de "Inversiones en activos financieros" en el estado de situación financiera (ver Nota 14). Las líneas de crédito bancarias no comprometidas junto con el mercado de capitales nos proporcionan una fuente importante de financiamiento. Asimismo, YPF tiene capacidad de emitir deuda bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

En base a las restricciones dispuestas 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 2023, el Grupo ha dado por cumplidas todas las disposiciones emitidas. Ver Notas 21 y 35.g).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

En el cuadro a continuación se analizan los vencimientos de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2023:

	2023						Total
	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	
Pasivos financieros							
Pasivos por arrendamientos	274.828	140.372	65.528	30.738	12.364	12.768	536.598
Préstamos	1.217.206	1.409.334	886.920	989.213	633.538	1.472.860	6.609.071
Otros pasivos ⁽¹⁾	96.514	32.639	27.936	28.784	-	826	186.699
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	1.866.166	376	-	-	-	2.790	1.869.332
	<u>3.454.714</u>	<u>1.582.721</u>	<u>980.384</u>	<u>1.048.735</u>	<u>645.902</u>	<u>1.489.244</u>	<u>9.201.700</u>

(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, entre otros. Ver Notas 16, 32 y 33.

Bajo los términos de los contratos de préstamos y ON, si el Grupo incumpliera un compromiso 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 2023, ha dado cumplimiento a todas las cláusulas de compromisos asumidos.

Cabe mencionar que, de acuerdo con los términos y condiciones de los préstamos que la subsidiaria Metrogas ha tomado, el indicador de cobertura de intereses no hubiera sido cumplido, lo cual podría haber acelerado los vencimientos de estos pasivos financieros. No obstante, los acreedores financieros consintieron formalmente en dispensar a Metrogas de su obligación contractual de dar cumplimiento a dicho indicador financiero al 31 de diciembre de 2023.

• 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).

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2023, 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	905.956
Inversiones en activos financieros	219.412
Otros activos financieros	1.045.706

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

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 819.012 y representan un 38%, 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 2023:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de 3 meses	33.316	2.293
Vencidos entre 3 y 6 meses	10.128	1.022
Vencidos con más de 6 meses	73.134	2.658
	116.578	5.973

Al 31 de diciembre de 2023, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 47.440 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 248. 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, seguros de caución y garantías cliente - proveedor, entre otras.

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe de 762.909, 154.657 y 75.622 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 el Grupo no ejecutó garantías.

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 Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración y explotación de yacimientos y a la producción de petróleo, gas natural y arena de fractura para la perforación de pozos.

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

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

Con fecha 1 de enero de 2023 ciertos activos relacionados con la exploración, explotación y producción de arena de fractura para la perforación de pozos han sido agrupados en el segmento de Upstream, incluidos previamente en Administración Central y Otros. Asimismo, la información comparativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 ha sido reexpresada.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO (cont.)

• Downstream

El segmento 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 petróleo, productos refinados y productos petroquímicos obtenidos de estos procesos; y (iv) 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.

Incurrir en todos los gastos relativos a las actividades antes mencionadas, incluyendo la compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y de gasolina, propano, butano y gas natural para ser consumido en los complejos industriales de refinerías y petroquímica al segmento de Gas y Energía.

• Gas y Energía

El segmento de Gas y Energía desarrolla actividades relativas a: (i) el transporte de gas natural a terceros y al segmento de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Escobar y Bahía Blanca, a través de la contratación de buques regasificadores; (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.

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

Incurrir 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.

Con fecha 1 de enero de 2023 ciertos activos relacionados con la producción, almacenamiento, distribución y venta de fertilizantes a través del negocio conjunto Profertil han sido agrupados en el segmento de Gas y Energía, incluidos previamente en el segmento del Downstream. Asimismo, la información comparativa correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 ha sido reexpresada.

• 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



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 2023							
Ingresos	171	14.888	2.017	235	-	17.311	5.484.544
Ingresos intersegmento	7.211	100	357	781	(8.449)	-	-
Ingresos	<u>7.382</u>	<u>14.988</u>	<u>2.374</u>	<u>1.016</u>	<u>(8.449)</u>	<u>17.311</u>	<u>5.484.544</u>
Resultado operativo	(1.927) ⁽⁴⁾	896	(3)	(270)	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	4.773	1.140	178	100	-	6.191	2.343.821
Inversiones en activos por derecho de uso	363	19	22	-	-	404	230.883
Activo	<u>11.129</u>	<u>9.916</u>	<u>2.282</u>	<u>1.826</u>	<u>(118)</u>	<u>25.035</u>	<u>20.202.123</u>
<i>Información adicional</i>							
Depreciación de propiedades, planta y equipo ⁽³⁾	2.452	464	44	56	-	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 ⁽²⁾	2.288	-	-	-	-	2.288	1.614.373
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022							
Ingresos	174	16.016	2.304	263	-	18.757	2.526.466
Ingresos intersegmento	7.134	109	391	779	(8.413)	-	-
Ingresos	<u>7.308</u>	<u>16.125</u>	<u>2.695</u>	<u>1.042</u>	<u>(8.413)</u>	<u>18.757</u>	<u>2.526.466</u>
Resultado operativo	1.310 ⁽⁴⁾	1.523	90	(405)	(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	3.417	837	78	127	-	4.459	643.471
Inversiones en activos por derecho de uso	204	102	-	-	-	306	45.328
Activo	<u>11.528</u>	<u>9.530</u>	<u>3.215</u>	<u>1.807</u>	<u>(168)</u>	<u>25.912</u>	<u>4.588.159</u>
<i>Información adicional</i>							
Depreciación de propiedades, planta y equipo ⁽³⁾	1.947	477	48	79	-	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 ⁽²⁾	123	-	-	-	-	123	18.427

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



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 2021							
Ingresos	147	11.220	2.069	246	-	13.682	1.315.633
Ingresos intersegmento	5.820	64	161	484	(6.529)	-	-
Ingresos	5.967	11.284	2.230	730	(6.529)	13.682	1.315.633
Resultado operativo	80 ⁽⁴⁾	945	10	(198)	(138)	699	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	48	239	-	-	287	26.977
Resultados financieros, netos						(271)	(21.546)
Resultado antes de impuesto a las ganancias						715	63.601
Impuesto a las ganancias						(699)	(64.409)
Resultado neto del ejercicio						16	(808)
Inversiones en propiedades, planta y equipo	2.168	406	27	65	-	2.666	259.988
Inversiones en activos por derecho de uso	172	105	7	-	-	284	27.745
Activo	10.681	8.321	2.846	1.575	(133)	23.290	2.390.068
<i>Información adicional</i>							
Depreciación de propiedades, planta y equipo ⁽³⁾	2.259	456	28	73	-	2.816	267.686
Amortización de activos intangibles	-	39	8	4	-	51	4.833
Depreciación de activos por derecho de uso	129	61	17	-	(6)	201	19.200
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles ⁽²⁾	115	-	-	-	-	115	11.258

(1) Corresponde a la eliminación entre segmentos de negocio del Grupo.

(2) Ver Notas 2.c), 7 y 8.

(3) Incluye la depreciación del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo.

(4) Incluye US\$ (21) millones, US\$ (26) millones y US\$ (10) millones de perforaciones exploratorias improductivas al 31 de diciembre 2023, 2022 y 2021.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO (cont.)

La distribución de los ingresos y los activos no corrientes por área geográfica se desglosan en las Notas 7, 8, 9 y 24.

Debido a la unificación de la Vicepresidencia de Industrialización y de la Vicepresidencia de Comercialización en la Vicepresidencia de Downstream, a partir de diciembre de 2023, dichos cambios organizacionales derivaron en una modificación de la composición de los segmentos de negocio de acuerdo con cómo la máxima autoridad en la toma de decisiones asigna recursos y evalúa el rendimiento de dichos segmentos, por lo que el segmento de Comercialización y el segmento de Industrialización se unificaron en el segmento de Downstream; que, adicionalmente, implicó readecuaciones en la composición y definición de los negocios del resto de los segmentos. La información por segmentos de negocio presentada en los estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo, 30 de junio y 30 de septiembre de 2023 corresponde a la composición de los segmentos de negocio vigentes a la fecha de emisión de dichos estados financieros.

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 "Activos no financieros" y "Pasivos no financieros".

Activos financieros

	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
	<u>2.002.521</u>	<u>168.553</u>	<u>2.171.074</u>	<u>248.583</u>	<u>2.419.657</u>
	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
	<u>490.389</u>	<u>72.553</u>	<u>562.942</u>	<u>139.042</u>	<u>701.984</u>
	2021				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	22.635	-	22.635	61.790	84.425
Créditos por ventas ⁽²⁾	158.487	-	158.487	-	158.487
Inversiones en activos financieros	43.514	10.032	53.546	-	53.546
Efectivo y equivalentes de efectivo	32.489	30.189	62.678	-	62.678
	<u>257.125</u>	<u>40.221</u>	<u>297.346</u>	<u>61.790</u>	<u>359.136</u>

(1) No incluye la provisión para otros créditos de cobro dudoso.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

Pasivos financieros

	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
	<u>9.201.700</u>	<u>-</u>	<u>9.201.700</u>	<u>7.956</u>	<u>9.209.656</u>
	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
	<u>1.806.350</u>	<u>-</u>	<u>1.806.350</u>	<u>10.045</u>	<u>1.816.395</u>
	2021				
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	55.622	-	55.622	-	55.622
Préstamos	757.215	-	757.215	-	757.215
Otros pasivos	4.436	-	4.436	-	4.436
Cuentas por pagar	195.423	-	195.423	7.016	202.439
	<u>1.012.696</u>	<u>-</u>	<u>1.012.696</u>	<u>7.016</u>	<u>1.019.712</u>

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

	2023		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	136.372	-	136.372
Intereses perdidos	(275.304)	-	(275.304)
Actualizaciones financieras, netas	(88.946)	-	(88.946)
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 canje de deuda	-	-	-
Resultado por la posición monetaria neta	117.449	-	117.449
	<u>554.527</u>	<u>66.357</u>	<u>620.884</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

	2022		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	46.194	-	46.194
Intereses perdidos	(97.661)	-	(97.661)
Actualizaciones financieras, netas	(31.817)	-	(31.817)
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 canje de deuda	-	-	-
Resultado por la posición monetaria neta	36.267	-	36.267
	<u>38.367</u>	<u>5.111</u>	<u>43.478</u>

	2021		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	16.880	-	16.880
Intereses perdidos	(71.870)	-	(71.870)
Actualizaciones financieras, netas	(13.628)	-	(13.628)
Diferencias de cambio, netas	27.376	(4.364)	23.012
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	10.869	10.869
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(1.048)	(1.048)
Programa de Incremento Exportador	-	-	-
Resultado por transacciones con activos financieros	-	-	-
Resultado por canje de deuda ⁽³⁾	1.855	-	1.855
Resultado por la posición monetaria neta	12.384	-	12.384
	<u>(27.003)</u>	<u>5.457</u>	<u>(21.546)</u>

(1) Ver Nota 35.g).

(2) Ver Nota 28.

(3) Ver Nota 21.

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 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 ejercicio. 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. Debido a que un precio con cotización en un mercado activo es el indicador más confiable del valor razonable, éste debe ser utilizado siempre, si estuviere disponible. Los instrumentos financieros que el Grupo tiene asignados a este nivel comprenden inversiones en fondos comunes de inversión con cotización y títulos públicos.
- (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. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo con este nivel.
- (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. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo con este nivel.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73



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 2023, 2022 y 2021 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

Activos financieros	2023			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ⁽¹⁾				
- Títulos públicos	91.604	-	-	91.604
	<u>91.604</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>91.604</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	76.949	-	-	76.949
	<u>76.949</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>76.949</u>
	<u>168.553</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>168.553</u>

Activos financieros	2022			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ⁽¹⁾				
- Títulos públicos	13.029	-	-	13.029
	<u>13.029</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>13.029</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	59.524	-	-	59.524
	<u>59.524</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>59.524</u>
	<u>72.553</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>72.553</u>

Activos financieros	2021			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ⁽¹⁾				
- Títulos públicos	10.032	-	-	10.032
	<u>10.032</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>10.032</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	30.189	-	-	30.189
	<u>30.189</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>30.189</u>
	<u>40.221</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>40.221</u>

(1) Ver Nota 14.

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 2023 no ha habido cambios en las circunstancias macroeconómicas que afecten significativamente los instrumentos financieros valuados a valor razonable del Grupo.

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 2023, 2022 y 2021 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 financieros, ascendió a 6.090.387, 1.029.019 y 562.653 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



7. ACTIVOS INTANGIBLES

	2023	2022	2021
Valor residual de activos intangibles	328.574	75.086	47.474
Provisión por deterioro de activos intangibles	(32.057)	(7.034)	(4.460)
	<u>296.517</u>	<u>68.052</u>	<u>43.014</u>

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen	74.197	13.436	35.330	122.963
Amortización acumulada	51.344	-	30.374	81.718
Saldos al 31 de diciembre de 2020	<u>22.853</u>	<u>13.436</u>	<u>4.956</u>	<u>41.245</u>
Costos				
Aumentos	2.380	34	694	3.108
Efecto de conversión	16.547	2.739	7.495	26.781
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	2.028	2.028
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(2.199)	158	(2.041)
Amortización acumulada				
Aumentos	3.485	-	1.348	4.833
Efecto de conversión	11.623	-	6.718	18.341
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	473	473
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
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	<u>26.672</u>	<u>14.010</u>	<u>6.792</u>	<u>47.474</u>
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	<u>45.683</u>	<u>19.557</u>	<u>9.846</u>	<u>75.086</u>
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	<u>210.660</u>	<u>88.737</u>	<u>29.177</u>	<u>328.574</u>

(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 - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****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 2023, 2022 y 2021:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Saldo al inicio del ejercicio	7.034	4.460	2.126
Aumentos con cargo a resultados	-	-	1.482
Diferencias de conversión	25.023	2.574	852
Saldo al cierre del ejercicio	<u>32.057</u>	<u>7.034</u>	<u>4.460</u>

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

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Valor residual de propiedades, planta y equipo	16.568.207	3.233.211	1.721.628
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(137.679)	(26.671)	(12.576)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	(2.137.101)	(106.234)	(66.793)
	<u>14.293.427</u>	<u>3.100.306</u>	<u>1.642.259</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

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 2023, 2022 y 2021 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	107.764	3.879.215	683.186	38.319	89.726	223.909	3.898	62.805	106.419	64.099	64.916	5.324.256
Depreciación acumulada	51.774	3.185.191	400.536	26.699	-	-	-	53.975	67.530	33.572	48.831	3.868.108
Saldos al 31 de diciembre de 2020	55.990	694.024	282.650	11.620	89.726	223.909	3.898	8.830	38.889	30.527	16.085	1.456.148
Costos												
Aumentos	522	3.896	4.548	589	61.152	186.030	2.092	91	-	-	1.068	259.988
Efecto de conversión	21.309	867.307	153.012	7.842	16.918	46.760	702	13.923	24.027	-	11.391	1.163.191
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	6.839	-	-	1.734	749	5.093	-	1.049	-	32.652	6.712	54.828
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	1.533	150.411	13.746	1.813	(60.031)	(172.436)	(2.464)	4.848	5.026	5.360	4.539	(47.655)
Depreciación acumulada												
Aumentos	2.526	234.245	33.888	2.163	-	-	-	5.206	6.331	1.931	2.670	288.960
Efecto de conversión	10.021	722.567	91.187	5.487	-	-	-	11.898	15.415	-	8.731	865.306
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	3.545	-	-	1.121	-	-	-	961	-	17.102	5.118	27.847
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(541)	(14.973)	(127)	(851)	-	-	-	18	(42)	(561)	(164)	(17.241)
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	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	9.433	1.654	129.830	441.811	6.152	181	-	-	5.104	643.471
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)
Depreciación acumulada												
Aumentos	3.971	279.232	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	563.661	29.766	211.034	687.431	6.482	12.220	74.036	101.846	43.586	3.233.211

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	Equipamiento de refinarias 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	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) ⁽³⁾
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 ⁽²⁾	65.032	324.000	323.730	158.480	16.568.207

(1) Incluye 217.209, 58.927 y 36.541 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(2) Corresponde a 26 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2023. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha se han iniciado 11 pozos, 4 pozos han sido imputados a gastos de exploración y 4 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta de "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación".

(3) Incluye 1.113, 382 y 134 de valor residual imputado a provisiones de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(4) Incluye 409.372, 47.323 y 3.349 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 10.260, 3.405 y 3 de recupero de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, 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 16.787, 5.814 y 1.003 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente; incluye 1.714, 614 y 658 correspondientes al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Adicionalmente, incluye 20.484, 7.439 y 4.166 correspondientes a la capitalización de la depredación de activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente (ver Nota 9); y 3.627, 1.790 y 1.020 correspondientes a la capitalización de la actualización financiera del pasivo por arrendamiento al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente (ver Nota 20).

(7) Incluye 14.559 de valor de origen y depreciación acumulada correspondientes a la reversión del bloque Loma de la Mina. Ver Nota 34.a).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

El Grupo capitaliza los costos financieros por préstamos como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 la tasa de capitalización ha sido del 7,89%, 8,19% y 8,47%, respectivamente, y el monto activado por dicho concepto ha ascendido a 4.468, 1.606 y 1.080, respectivamente.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	2023	2022	2021
Saldo al inicio del ejercicio	26.671	12.576	11.267
Aumentos con cargo a resultados	8.914	4.775	593
Disminuciones con cargo a resultados	-	-	(1.676)
Aplicaciones por utilización	(1.113)	(382)	(98)
Diferencias de conversión	102.592	9.624	2.485
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	615	78	5
Saldo al cierre del ejercicio	137.679	26.671	12.576

(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 2023, 2022 y 2021:

	2023	2022	2021
Saldo al inicio del ejercicio	106.234	66.793	65.354
Aumentos con cargo a resultados	1.614.373	18.427	9.776
Aplicaciones por utilización	-	-	(36)
Depreciaciones ⁽¹⁾	(72.219)	(22.364)	(21.274)
Diferencias de conversión	485.524	42.678	12.820
Ajuste por inflación ⁽²⁾	3.189	700	236
Transferencias y otros movimientos	-	-	(83)
Saldo al cierre del ejercicio	2.137.101	106.234	66.793

(1) Se incluyen en la línea de "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en la Nota 26.

(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.

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, Austral y Noroeste. Ver Nota 35.d.1).

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo para la UGE Gas - Cuenca Austral de 9.776 (6.354 neto del impuesto a las ganancias) generado 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 impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2021 ha sido del 14,08%, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Austral de 13.834. Asimismo, al 31 de diciembre de 2021 el valor contable de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es de 249.884 y se aproximaba a su valor recuperable, por lo tanto, el Grupo no reconoció cargos por deterioros de valor o reversiones de pérdidas por deterioros de valor previos al ejercicio finalizado a dicha fecha, motivado principalmente por el cumplimiento del Plan GasAr 2020-2024 en dicha cuenca.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

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 netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente por incrementos en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 30 de septiembre de 2022 ha sido del 14,63%.

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 netos 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 impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2022 ha sido del 14,80%, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Austral de 11.428. Asimismo, al 31 de diciembre de 2022 el valor contable de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es de 457.731 y se aproximaba a su valor recuperable, por lo tanto, el Grupo no reconoció cargos por deterioros de valor o reversiones de pérdidas por deterioros de valor previos al ejercicio finalizado a dicha fecha, motivado principalmente por el cumplimiento del Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 en dicha cuenca.

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 netos 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 impuestos utilizada al 30 de septiembre de 2023 ha sido del 14,89%. Asimismo, al 31 de diciembre de 2023 el valor contable de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es de 1.936.680 y se aproxima a su valor recuperable. El Grupo continuará analizando las perspectivas de las variables mencionadas anteriormente para seguir evaluando su impacto en los flujos de efectivo esperados.

El 29 de febrero de 2024 (ver Nota 39) el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocio Upstream, principalmente campos maduros relacionados con las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina y espera que el valor razonable menos los costos de venta sea menor que su importe en libros. La Sociedad considera que éste es 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 valor 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).

En consecuencia, el valor 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



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. El valor recuperable se definió como los ingresos netos futuros descontados a una tasa de descuento después de impuestos, que al 31 de diciembre de 2023 era del 15%.

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que, al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, se encuentran en estado de evaluación:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Saldo al inicio del ejercicio	2.611	1.993	2.536
Incrementos pendientes de determinación de reservas	4.610	2.679	601
Disminuciones imputadas en gastos de exploración	-	(503)	-
Reclasificaciones hacia propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(1.280)	(2.577)	(1.533)
Diferencias de conversión	14.812	1.019	389
Saldo al cierre del ejercicio	<u><u>20.753</u></u>	<u><u>2.611</u></u>	<u><u>1.993</u></u>

El cuadro siguiente muestra los costos de pozos exploratorios en evaluación por un período mayor a 1 año y el número de proyectos relacionados a dichos costos al 31 de diciembre de 2023:

	<u>Monto</u>	<u>Cantidad de proyectos</u>	<u>Cantidad de pozos</u>
Entre 1 y 5 años	8.231	5	5

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:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Argentina	14.284.952	3.098.568	1.642.156
Países del Mercosur y asociados	8.475	1.738	103
	<u><u>14.293.427</u></u>	<u><u>3.100.306</u></u>	<u><u>1.642.259</u></u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



9. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

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

- 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 3 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 3 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 4 años los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de la disponibilidad que tiene el Grupo sobre estos activos.
- Equipos de transporte, los cuales incluyen:
 - (i) Buques y barcasas 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.
- Estaciones de servicio cuyos contratos incluyen el arrendamiento de terrenos e instalaciones asociadas, tienen una duración promedio de 7 años los cuales establecen pagos que se determinan en función del precio de una determinada cantidad fija de litros de combustible.
- 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 6 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 6 años los cuales establecen pagos mínimos garantizados en función de las cláusulas contractuales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



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 2023, 2022 y 2021 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Instalaciones y equipos de explotación	Maquinarias y equipos	Estaciones de servicio	Equipos de transporte	Total
Valor de origen	1.350	27.377	25.038	7.704	19.201	80.670
Depreciación acumulada	728	12.412	9.741	2.198	11.510	36.589
Saldos al 31 de diciembre de 2020	622	14.965	15.297	5.506	7.691	44.081
Costos						
Aumentos	1.734	3.843	2.702	1.098	18.368	27.745
Efecto de conversión	295	6.101	5.509	1.391	4.414	17.710
Ajuste por inflación ⁽²⁾	18	-	-	614	-	632
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(1.213)	(4.441)	(531)	(10.625)	(16.810)
Depreciación acumulada						
Aumentos	208	7.720	6.400	1.089	7.949	23.366 ⁽¹⁾
Efecto de conversión	172	3.288	2.611	425	2.514	9.010
Ajuste por inflación ⁽²⁾	17	-	-	256	-	273
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(707)	(1.930)	(230)	(9.684)	(12.551)
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

(1) Incluye 66.025, 28.300 y 19.200 que fueron imputados a 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 2023, 2022 y 2021, respectivamente (ver Nota 26); e incluye 20.484, 7.439 y 4.166 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 - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**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 2023, 2022 y 2021:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Valor de las inversiones en asociadas	114.767	30.525	16.450
Valor de las inversiones en negocios conjuntos	1.237.114	306.650	140.475
	<u>1.351.881</u>	<u>337.175</u>	<u>156.925</u>

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Saldo al inicio del ejercicio	337.175	156.925	107.112
Adquisiciones y aportes	1.174	270	-
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(30.909)	58.082	26.977
Diferencias de conversión	1.069.951	123.223	24.801
Dividendos distribuidos	(59.949)	(12.157)	(5.499)
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	34.439	10.749	3.534
Capitalización en asociadas y negocios conjuntos	-	83	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>1.351.881</u>	<u>337.175</u>	<u>156.925</u>

(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 el valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021. 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:

	<u>Asociadas</u>			<u>Negocios conjuntos</u>		
	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Resultado neto	(9.936)	1.714	4.068	(20.973)	56.368	22.909
Otros resultados integrales	95.525	13.732	3.434	1.008.865	120.240	24.901
Resultado integral del ejercicio	<u>85.589</u>	<u>15.446</u>	<u>7.502</u>	<u>987.892</u>	<u>176.608</u>	<u>47.810</u>

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)**

La información financiera correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 así como los resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas se detallan a continuación:

	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾
Total del activo no corriente	1.695.837.981	325.583.892	183.766.965
Efectivo y equivalentes de efectivo	92.268.676	16.684.788	9.934.020
Otros activos corrientes	122.839.526	31.531.592	14.915.511
Total del activo corriente	215.108.202	48.216.380	24.849.531
Total del activo	<u>1.910.946.183</u>	<u>373.800.272</u>	<u>208.616.496</u>
Pasivos financieros (excluido Cuentas por pagar, Provisiones y Otros pasivos)	581.323.805	127.658.505	66.917.212
Otros pasivos no corrientes	164.040.962	17.103.150	13.709.191
Total del pasivo no corriente	745.364.767	144.761.655	80.626.403
Pasivos financieros (excluido Cuentas por pagar, Provisiones y Otros pasivos)	151.832.109	26.591.063	19.971.710
Otros pasivos corrientes	115.508.112	19.627.928	13.238.929
Total del pasivo corriente	267.340.221	46.218.991	33.210.639
Total del pasivo	<u>1.012.704.988</u>	<u>190.980.646</u>	<u>113.837.042</u>
Total del patrimonio	<u>898.241.195 ⁽²⁾</u>	<u>182.819.626</u>	<u>94.779.454</u>
Dividendos cobrados	9.000.000	4.500.000	-
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾
Ingresos	156.557.273	63.495.872	42.022.697
Intereses ganados	1.741.044	5.312.155	1.727.851
Depreciaciones y amortizaciones	(42.076.729)	(14.008.278)	(9.169.005)
Intereses perdidos	(16.657.855)	(8.928.668)	(7.566.187)
Impuesto a las ganancias	(78.434.926)	(1.467.996)	(8.048.674)
Resultado operativo	80.385.931	32.303.884	21.363.697
Resultado neto	(15.515.023)	17.519.993	6.318.135
Otros resultados integrales	712.033.058	76.520.179	17.666.516
Resultado integral	<u>696.518.035</u>	<u>94.040.172</u>	<u>23.984.651</u>

(1) La información financiera surge de los estados financieros consolidados de YPF EE y los importes se encuentran expresados en miles de pesos. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



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

A continuación se detalla la información de subsidiarias:

Características de los valores				Información sobre el ente emisor							
Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal		Cantidad	Actividad principal	Domicilio legal	Últimos estados financieros disponibles			Participación sobre capital social	
							Fecha	Capital social	Resultado		Patrimonio
Subsidiarias: ⁽ⁿ⁾											
YPF International ⁽ⁿ⁾	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de La Sierra, Bolivia	31/12/2023	1.890	(29)	807	100,00%
YPF Holdings ⁽ⁿ⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.513	Inversión y financiera	251 Little Falls Drive, Wilmington, Delaware, Estados Unidos	28/12/2023	654.043	5.014	4.625	100,00%
OPESSA	Ordinarias	\$	1	163.707.312	Gestión comercial de estaciones de servicio de propiedad de YPF	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	164	34.313	80.610	99,99%
AESA	Ordinarias	\$	1	12.518.717.256	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	12.519	(3.641)	87.495	100,00%
Metrogas	Ordinarias	\$	1	398.419.700	Prestación del servicio público de distribución de gas natural	Gregorio Aráoz de Lamadrid 1360, Buenos Aires, Argentina.	31/12/2023	569	95.391	218.065	70,00%
YPF Chile ⁽ⁿ⁾	Ordinarias	-	-	115.058.933	Compraventa de lubricantes, gasoil, petroquímicos y combustibles de aviación y comercialización de gas natural	Villarica 322, Módulo B1, Quilicura, Santiago, Chile	31/12/2023	115	500	43.930	100,00%
YTEC	Ordinarias	\$	1	234.291.000	Investigación, desarrollo, producción, importación, exportación y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	459	1.754	36.588	51,00%

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

A continuación se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

Denominación y Emisor	2023					Información sobre el ente emisor							2022	2021
	Características de los valores					Últimos estados financieros disponibles							Valor registrado ⁽²⁾	Valor registrado ⁽²⁾
	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado ⁽²⁾	Costo ⁽¹⁾	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio	Participación sobre capital social		
Negocios conjuntos: YPF EE ⁽³⁾	Ordinarias	\$ 1	2.810.302.500	593.108	-	Generación, transporte y comercialización de energía eléctrica a partir de todas las fuentes primarias de producción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	3.747	(7.253)	791.585	75,00%	137.413	71.685
MEGA ⁽⁴⁾	Ordinarias	\$ 1	244.246.140	107.324	-	Separación, fraccionamiento, almacenaje y transporte de líquidos de gas natural, y su comercialización	San Martín 344, Piso 27, Buenos Aires, Argentina	30/09/2023	643	15.514	61.047	38,00%	28.995	11.348
Profertil ⁽⁵⁾	Ordinarias	\$ 1	391.291.320	273.236	-	Producción y venta de fertilizantes	Manuela Sáenz 323, Piso 8, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	783	6.826	546.471	50,00%	79.584	28.358
Refinor	Ordinarias	\$ 1	45.803.500	18.842	-	Industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos	Maipú 1252, Piso 9, Buenos Aires, Argentina	30/09/2023	92	(1.040)	24.125	50,00%	6.280	3.237
OLCLP ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	738.139.164	27.436	738	Construcción y explotación de un oleoducto, transporte y almacenaje de petróleo, importación, exportación, compra y venta de materias primas, equipos industriales y maquinaria	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	868	7.414	29.445	85,00%	4.365	1.657
CT Barragán ⁽⁷⁾	Ordinarias	\$ 1	4.279.033.952	201.738	4.348	Producción y generación de energía eléctrica	Maipú 1, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	8.558	(12.467)	404.476	50,00%	47.489	23.307
				<u>1.221.684</u>	<u>5.086</u>								<u>304.126</u>	<u>139.592</u>
Asociadas:														
Oldelval ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$ 10	4.072.749	44.580	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Maipú 1210, Piso 8, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	110	(24.502)	136.907	37,00%	10.336	4.856
Termap	Ordinarias	\$ 10	476.034	12.121	-	Almacenamiento y despacho de hidrocarburos	Av. Leandro N. Alem 1180, Buenos Aires, Argentina	30/09/2023	14	275	22.344	33,15%	3.603	2.464
Oilanking ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$ 10	351.167	20.207	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales, Provincia de Buenos Aires, Argentina.	30/09/2023	12	2.709	34.872	30,00%	4.683	1.931
CDS ⁽⁸⁾	Ordinarias	\$ 0,01	11.870.716.511	20.757	-	Generación de energía eléctrica y su comercialización	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2023	1.158	(16.726)	202.619	10,25% ⁽⁴⁾	5.025	2.788
YPF Gas	Ordinarias	\$ 1	59.821.434	14.003	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30/09/2023	176	1.451	41.782	33,99%	5.947	3.079
Otras sociedades:														
Diversas ⁽⁸⁾	-	-	-	-	-				-	-	-	-	<u>3.455</u>	<u>2.215</u>
				<u>130.197</u>	<u>1.298</u>								<u>33.049</u>	<u>17.333</u>
				<u>1.351.881</u>	<u>6.384</u>								<u>337.175</u>	<u>156.925</u>

(1) Corresponde al costo neto de dividendos cobrados y reducciones de capital.

(2) Corresponde al porcentaje de participación sobre el patrimonio de la sociedad más los ajustes para adecuar las políticas contables a las de YPF.

(3) Incluye GPA, OTC, OTA, Bizoy S.A., Bioceres S.A. y Petrofaros S.A.

(4) Adicionalmente el Grupo posee un 22,36% de participación indirecta en el capital a través de YPF EE.

(5) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas existe control conjunto por parte de los accionistas de esta sociedad.

(6) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de esta sociedad.

(7) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., YPF Brasil, Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Ele ran, Lestery S.A., YPF Perú, YPF Ventures, Metroenergía, YPF Litio S.A.U e YPF Digital S.A.U.

(8) Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



11. INVENTARIOS

	2023	2022	2021
Productos terminados	849.245	202.465	105.123
Petróleo y gas natural	408.998	79.511	37.521
Productos en proceso	36.397	9.083	3.500
Materia prima, envases y otros	63.076	16.707	7.783
	<u>1.357.716</u> ⁽¹⁾	<u>307.766</u> ⁽¹⁾	<u>153.927</u> ⁽¹⁾

(1) Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

12. OTROS CRÉDITOS

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios y ventas de otros activos	-	8.942	2.238	663	2.091	1.950
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	66.473	35.318	27.086	61.958	15.263	14.616
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	34.964	5.338	1.750	5.359	975	1.617
Depósitos en garantía	2	10.651	2	961	2	3.509
Gastos pagados por adelantado	14.086	26.952	4.091	7.193	933	9.000
Anticipos y préstamos a empleados	139	2.363	97	948	71	411
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	68.177	-	29.269	-	15.377
Créditos con socios de UT y Consorcios	6.360	124.955	2.752	31.659	1.059	14.542
Seguros a cobrar	-	-	-	60	-	148
Diversos	5.703	25.498	1.144	5.301	707	2.154
	<u>127.727</u>	<u>308.194</u>	<u>39.160</u>	<u>143.371</u>	<u>21.101</u>	<u>63.324</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(441)	(287)	(2.692)	(140)	(1.552)	(65)
	<u>127.286</u>	<u>307.907</u>	<u>36.468</u>	<u>143.231</u>	<u>19.549</u>	<u>63.259</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 36.

(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.

13. CRÉDITOS POR VENTAS

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ^{(1) (2)}	34.983	823.385	10.815	279.611	14.151	144.336
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	(9.788)	(37.652)	(9.788)	(13.410)	(9.788)	(10.432)
	<u>25.195</u>	<u>785.733</u>	<u>1.027</u>	<u>266.201</u>	<u>4.363</u>	<u>133.904</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 36.

(2) Para información sobre créditos por ventas por contratos con clientes, ver Nota 24.

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 2023, 2022 y 2021:

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio	9.788	13.410	9.788	10.432	8.861	10.519
Aumentos con cargo a resultados	-	9.443	-	3.324	927	3.918
Disminuciones con cargo a resultados	-	(638)	-	(853)	-	(1.857)
Aplicaciones por utilización	-	(1.945)	-	(897)	-	(2.424)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	-	18.982	-	2.098	-	674
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	-	(1.600)	-	(694)	-	(398)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>9.788</u> ⁽²⁾	<u>37.652</u>	<u>9.788</u> ⁽²⁾	<u>13.410</u>	<u>9.788</u> ⁽²⁾	<u>10.432</u>

(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 35.c.1).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**
14. INVERSIONES EN ACTIVOS FINANCIEROS

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Inversiones a costo amortizado						
Títulos públicos ⁽¹⁾	-	79.967	35.664	28.675	2.225	34.116
Títulos privados - ON y pagarés bursátiles	6.738	3.116	-	532	309	836
Plazos fijos ⁽²⁾	-	37.987	-	14.253	-	6.028
	<u>6.738</u>	<u>121.070</u>	<u>35.664</u>	<u>43.460</u>	<u>2.534</u>	<u>40.980</u>
Inversiones a valor razonable con cambios en resultados						
Títulos públicos ⁽¹⁾	-	91.604	-	13.029	-	10.032
	-	91.604	-	13.029	-	10.032
	<u>6.738</u>	<u>212.674</u>	<u>35.664</u>	<u>56.489</u>	<u>2.534</u>	<u>51.012</u>

(1) Ver Nota 36.

(2) Corresponde a plazos fijos con el BNA.

15. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2023	2022	2021
Caja y bancos ⁽¹⁾	185.879	65.407	22.923
Colocaciones transitorias a corto plazo	643.128 ⁽²⁾	11.943	9.566
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados ⁽³⁾	76.949	59.524	30.189
	<u>905.956</u>	<u>136.874</u>	<u>62.678</u>

(1) Incluye saldos otorgados en garantía. Ver Nota 34.e).

(2) Incluye 586.477 por letras del BCRA al 31 de diciembre de 2023. Adicionalmente, incluye 36.129 y 1.075 por plazos fijos y otras inversiones con el BNA al 31 de diciembre de 2023 y 2021, respectivamente.

(3) Ver Nota 6.

16. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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 2020	<u>50.369</u>	<u>1.934</u>	<u>5.531</u>	<u>2.618</u>	<u>130.588</u>	<u>1.581</u>	<u>186.488</u>
Aumentos con cargo a resultados	40.607 ⁽³⁾	199	10.876	-	14.955	-	66.438	199
Disminuciones con cargo a resultados	(4.278)	(3.574)	(12)	-	(9.632)	-	(13.922)	(3.574)
Aplicaciones por utilización	(655)	(676)	-	(2.489)	-	(1.788)	(655)	(4.953)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	7.758	383	295	6	29.859	361	37.912	750
Reclasificaciones y otros movimientos	(4.283)	3.938	(6.888)	6.888	(6.567) ⁽¹⁾	9.916 ⁽¹⁾	(17.738)	20.742
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(45)	-	-	-	-	-	(45)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2021	<u>89.473</u>	<u>2.204</u>	<u>9.802</u>	<u>7.023</u>	<u>159.203</u>	<u>10.070</u>	<u>258.478</u>	<u>19.297</u>
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
Reclasificaciones y otros movimientos	(7.245) ⁽⁵⁾	4.254	(7.935)	7.935	31.656 ⁽¹⁾	15.667 ⁽¹⁾	16.476	27.856
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(126)	-	-	-	-	-	(126)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2022	<u>101.083</u>	<u>3.719</u>	<u>16.900</u>	<u>8.083</u>	<u>337.140</u>	<u>23.179</u>	<u>455.213</u>	<u>34.981</u>
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
Reclasificaciones y otros movimientos	(97.750) ⁽⁶⁾	69.198	(34.708)	34.708	372.829 ⁽¹⁾	36.543 ⁽¹⁾	240.371	140.449
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(1.341)	-	-	-	-	-	(1.341)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2023	<u>53.388</u>	<u>16.868</u>	<u>38.861</u>	<u>27.924</u>	<u>2.054.451</u>	<u>101.337</u>	<u>2.146.700</u>	<u>146.129</u>

(1) Incluye 409.372, 47.323 y 3.349 correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, 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 16.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 16.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 16.a.2) y 32, respectivamente.

(7) Incluye el pago del importe por el Acuerdo Conciliatorio del Fideicomiso. Ver Nota 32.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

 DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

 ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**
16. PROVISIONES (cont.)

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.

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

16.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 provisionados se describen a continuación:

16.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 N° 24.145 (Ley de Privatización de YPF) y el Decreto N° 546/1993.

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

- **AES Uruguiana 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 Companhia do Gas do Estado do Rio 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 se encuentra en cumplimiento del cronograma de pago acordado con TGM.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**
16. PROVISIONES (cont.)
• 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: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas natural con SULGAS/AESU y (ii) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes; (b) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004; y c) 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.

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 una 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 una suma de US\$ 31 millones; (ii) por el período entre el 20 de julio de 2010 hasta el 20 de noviembre de 2010 por una 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 una 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

16. PROVISIONES (cont.)
16.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 con 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 del 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.

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.

16.a.4) Reclamos ambientales

- **La Plata**

En relación con la operación de la refinería que YPF posee en La Plata, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
16. 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 2021 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 ha sido apelada por la Sociedad. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, dicha apelación se encuentra pendiente de resolución por parte de la Cámara Federal de La Plata.

- **Quilmes**

En relación con una pérdida de combustible en el poliducto La Plata - Dock Sud (Progresiva 37), 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 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 del país. 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.

16.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 de dicho impuesto, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
16. PROVISIONES (cont.)

La AFIP entiende que la deducción de los gastos 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 gasto 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 períodos 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.

16.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.

16.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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**
17. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 es el siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Impuesto a las ganancias corriente	(36.121)	(5.581)	(1.882)
Impuesto diferido	(617.328)	(105.279)	(62.527)
	<u>(653.449)</u>	<u>(110.860)</u>	<u>(64.409)</u>
Impuesto a las ganancias - Abandono de pozos	-	1.948 ⁽¹⁾	-
	<u>(653.449)</u>	<u>(108.912)</u>	<u>(64.409)</u>

(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 16.a.5).

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre el resultado neto antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados integrales consolidados de cada ejercicio, es la siguiente:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(879.296)	399.176	63.601
Tasa impositiva vigente promedio ⁽⁴⁾	24,00%	26,19%	34,37%
Tasa impositiva vigente promedio aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	211.001	(104.538)	(21.857)
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, neto	(946.484)	19.956	49.300
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, neto ⁽¹⁾	535.014	(13.381)	(49.946)
Efecto de la valuación de inventarios	(275.812)	(34.732)	(10.503)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(7.727)	14.521	9.442
Efecto por cambio de tasa impositiva ⁽³⁾	(222.782) ⁽²⁾	(3.275) ⁽²⁾	(40.743)
Efecto por régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	-	1.948 ⁽⁵⁾	-
Diversos	53.341 ⁽⁶⁾	10.589	(102)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(653.449)</u>	<u>(108.912)</u>	<u>(64.409)</u>

(1) Incluye el efecto del ajuste por inflación impositivo.

(2) Corresponde a la remediación de los saldos de impuesto diferido a la tasa estimada vigente al momento de su reversión. Ver Nota 35.e.1).

(3) Corresponde al efecto del cambio de la tasa impositiva sobre los saldos diferidos iniciales a la tasa estimada vigente al momento de su reversión, correspondientes a la modificación establecida por la Ley N° 27.630. Ver Nota 35.e.1).

(4) Corresponde a la tasa impositiva proyectada promedio de YPF y sus subsidiarias de acuerdo con la modificación de la Ley N° 27.630. Ver Nota 35.e.1).

(5) Ver Nota 16.a.5).

(6) 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 2023, 2022 y 2021 son las siguientes:

	<u>2023</u>		<u>2022</u>		<u>2021</u>	
	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>
Impuesto a las ganancias a pagar	3.508 ⁽²⁾	25.143 ⁽¹⁾	4.588 ⁽²⁾	4.711 ⁽¹⁾	3.026 ⁽²⁾	1.336 ⁽¹⁾

(1) Incluye 1.078, 1.078 y 513 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 2023, 2022 y 2021, respectivamente (ver Nota 16.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 3.496, 4.574 y 3.009 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 2023, 2022 y 2021, respectivamente (ver Nota 16.a.5).

	<u>2023</u>	<u>2022 ⁽⁴⁾</u>	<u>2021 ⁽⁴⁾</u>
Activos por impuesto diferido			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	91.287	27.205	39.028
Pasivos por arrendamientos	187.810	33.297	19.487
Quebrantos impositivos	1.438.394	29.620	2.763
Diversos	457	247	1.637
Total activos por impuesto diferido	<u>1.717.948</u>	<u>90.369</u>	<u>62.915</u>
Pasivos por impuesto diferido			
Propiedades, planta y equipo y otros ⁽¹⁾	(1.625.795)	(181.957)	(157.169)
Ajuste por inflación impositivo ⁽²⁾	(870.276)	(170.961)	(66.056)
Activos por derecho de uso	(178.214)	(31.819)	(18.872)
Diversos	(31.417)	(9.330)	(4.076)
Total pasivos por impuesto diferido	<u>(2.705.702)</u>	<u>(394.067)</u>	<u>(246.173)</u>
Total impuesto diferido, neto ⁽³⁾	<u>(987.754)</u>	<u>(303.698)</u>	<u>(183.258)</u>

(1) Incluye el impuesto diferido correspondiente a Propiedades, planta y equipo, Activos intangibles e Inventarios.

(2) Incluye el efecto por el diferimiento del ajuste por inflación impositivo. Ver apartado "Ley de Presupuesto 2023 - Diferimiento del ajuste por inflación impositivo" de la Nota 35.e.1).

(3) Incluye (77.436), (15.161) y (3.751) al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente, correspondientes al ajuste por inflación del pasivo por 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.

(4) Ver Nota 2.b.14).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**
17. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (cont.)

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo ha reconocido activos por impuesto diferido por quebrantos impositivos por 7.818, 19.898 y 1.410.678 que pueden ser compensados de acuerdo con las leyes impositivas vigentes con ganancias impositivas hasta los ejercicios 2025, 2027 y 2028, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen activos por impuesto diferido no reconocidos. El crédito por quebrantos impositivos no registrado por el Grupo ascendía a 3.789 con vencimiento entre los años 2022 y 2025 al 31 de diciembre de 2021.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 se han clasificado como activo por impuesto diferido 14.166, 3.010 y 1.921, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 1.001.920, 306.708 y 185.179, 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 de 2023, 2022 y 2021 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.

18. CARGAS FISCALES

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
IVA	-	18.193	-	4.615	-	2.002
Retenciones y percepciones	-	16.664	-	8.045	-	3.251
Regalías	-	60.775	-	13.682	-	6.304
Impuesto a los combustibles	-	-	-	-	-	711
IIBB	-	5.646	-	1.490	-	322
Diversos	144	11.243	185	2.828	201	2.081
	<u>144</u>	<u>112.521</u>	<u>185</u>	<u>30.660</u>	<u>201</u>	<u>14.671</u>

19. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Remuneraciones y cargas sociales	-	46.897	-	11.987	-	4.955
Provisión por bonificaciones e incentivos	-	83.152	-	20.088	-	6.874
Provisión por vacaciones	-	36.697	-	13.608	-	7.196
Otros beneficios a los empleados ⁽¹⁾	370	2.438	215	6.939	3.262	4.434
	<u>370</u>	<u>169.184</u>	<u>215</u>	<u>52.622</u>	<u>3.262</u>	<u>23.459</u>

(1) Incluye el plan de retiro voluntario ejecutado por el Grupo.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021**
20. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por arrendamientos	261.770	274.828	48.224	52.061	28.335	27.287

Dichos pasivos se encuentran descontados a las siguientes tasas:

Plazo de arrendamiento	2023	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2022	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2021	Tasa efectiva promedio mensual utilizada
De 0 a 1 año	69.710	1,55%	6.833	1,07%	3.312	0,80%
De 1 a 2 años	114.586	1,17%	35.184	1,54%	11.952	1,03%
De 2 a 3 años	168.453	1,02%	25.374	1,23%	15.318	1,15%
De 3 a 4 años	37.399	0,97%	14.394	1,28%	11.134	1,25%
De 4 a 5 años	95.472	0,90%	7.624	0,95%	4.310	0,96%
De 5 a 9 años	30.962	0,81%	8.000	0,79%	8.836	0,89%
A más de 9 años	20.016	0,75%	2.876	0,82%	760	0,80%
	<u>536.598</u>		<u>100.285</u>		<u>55.622</u>	

La actualización financiera devengada en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 proveniente de los contratos por arrendamientos asciende a 22.286, 9.961 y 5.331, respectivamente. De dicha actualización 18.659, 8.171 y 4.311 fueron expuestos en la línea de "Actualizaciones financieras" en los costos financieros del rubro de "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales, y 3.627, 1.790 y 1.020 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 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 los vencimientos de los pasivos relacionados con los contratos por arrendamiento se encuentran expuestos en la Nota 4.

La evolución de los pasivos por arrendamientos del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 es la siguiente:

	2023	2022	2021
Saldo al inicio del ejercicio	100.285	55.622	46.270
Altas de arrendamientos	230.883	45.328	27.745
Aumentos por actualizaciones financieras	22.286	9.961	5.331
Bajas de arrendamientos	(17.492)	(2.626)	(4.352)
Pagos	(106.401)	(44.960)	(28.526)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	306.800	36.879	9.213
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	237	81	(59)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>536.598</u>	<u>100.285</u>	<u>55.622</u>

(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 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 71.242, 28.265 y 10.953 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
21. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	2023		2022		2021	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
En pesos								
ON	122,41% - 126,90%	2024	-	48.699	11.374	1.022	6.897	5.700 ⁽⁴⁾
Préstamos financieros	143,65% - 143,65%	2024-2025	7.445	12.432	8.136	4.359	13.955	7.220
Adelantos en cuenta corriente	94,00% - 103,00%	2024	-	45.089	-	12.487	-	794
			<u>7.445</u>	<u>106.220</u>	<u>19.510</u>	<u>17.868</u>	<u>20.852</u>	<u>13.714</u>
En monedas distintas del peso								
ON ^{(2) (3)}	0,00% - 10,00%	2024-2047	4.995.741	619.128	990.512	146.569	636.822	55.517
Prefinanciaci3nes de exportaciones	1,90% - 10,95%	2024-2025	82.380	440.168 ⁽⁵⁾	-	3.971	1.256	4.358 ⁽⁵⁾
Financiación de importaciones	-	-	-	-	-	3.647	-	330
Préstamos financieros	6,28% - 19,54%	2024-2030	306.299	51.690	43.174	29.753	11.605	12.761
			<u>5.384.420</u>	<u>1.110.986</u>	<u>1.033.686</u>	<u>183.940</u>	<u>649.683</u>	<u>72.966</u>
			<u>5.391.865</u>	<u>1.217.206</u>	<u>1.053.196</u>	<u>201.808</u>	<u>670.535</u>	<u>86.680</u>

(1) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2023.

(2) Se exponen netas de 2.408, 1.534 y 360 de ON propias en cartera, recompradas mediante operaciones en el mercado abierto al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(3) Incluye 1.070.844, 92.640 y 61.811 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en pesos al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(4) Incluye 4.602 al 31 de diciembre de 2021 de valor nominal que fueron canceladas en dólares al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(5) Incluye 68.187 y 174 al 31 de diciembre de 2023 y 2021, respectivamente, por prefinanciaci3nes de exportaciones otorgadas por el BNA que devengan interés a una tasa fija de 1,90% al 31 de diciembre de 2023 y a una tasa promedio ponderada de 5,50% al 31 de diciembre de 2021.

A continuaci3n se incluye la evoluci3n de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	2023	2022	2021
Saldo al inicio del ejercicio	1.255.004	757.215	678.306
Tomas de préstamos	745.594	49.265	91.512
Pagos de préstamos	(422.145)	(94.517)	(155.902)
Pagos de intereses	(214.032)	(73.123)	(58.454)
Adelantos en cuenta corriente, netos	32.602	11.693	794
Intereses devengados ⁽¹⁾	228.060	91.714	66.950
Diferencias de cambio y de conversi3n, netas	4.989.123	514.249	136.280
Resultado por canje de deuda	-	-	(1.855)
Resultado por la posici3n monetaria neta ⁽²⁾	(5.135)	(1.492)	(416)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>6.609.071</u>	<u>1.255.004</u>	<u>757.215</u>

(1) Incluye costos financieros capitalizados.

(2) Incluye el ajuste por inflaci3n 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 inflaci3n del ejercicio, el cual fue imputado en el resultado neto en el estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificaci3n con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificaci3n con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisi3n Fiscalizadora
Contador P3blico U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador P3blico U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73


YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
21. PRÉSTAMOS (cont.)

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

Mes	Año	Valor nominal ⁽¹⁾	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽³⁾	Vencimiento	2023		2022		2021		
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	
YPF													
-	1998	US\$ 15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	11.957	199	2.624	42	1.521	26
Abril, Febrero, Octubre	2014/15/16	US\$ 866	(2) (4) (6)	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	-	285.570	61.318	48.336	62.193	28.598
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2) (6) (7)	Clase XXXIV	BADLAR + 0,1%	122,41%	2024	-	222	167	228	334	213
Abril	2015	US\$ 1.132	(2) (6)	Clase XXXIX	Fija	8,50%	2025	913.283	33.424	200.391	7.192	116.140	4.167
Octubre	2015	\$ 2.000	(2) (6) (7)	Clase XLIII	-	-	-	-	-	-	756	667	755
Mayo	2017	\$ 4.602	(2) (6) (8)	Clase LII	-	-	-	-	-	-	-	-	4.712
Julio, Diciembre	2017	US\$ 809	(2) (6)	Clase LIII	Fija	6,95%	2027	658.914	19.867	144.816	4.341	83.658	2.531
Diciembre	2017	US\$ 537	(2) (6)	Clase LIV	Fija	7,00%	2047	427.352	1.198	93.728	263	54.702	154
Junio	2019	US\$ 399	(6) (9)	Clase I	Fija	8,50%	2029	320.687	306	70.327	67	40.740	39
Junio	2020	US\$ 78	(5) (6) (9)	Clase XII	-	-	-	-	-	-	-	-	7.688
Julio	2020	US\$ 341	(6) (9)	Clase XIII	Fija	8,50%	2025	34.377	71.124	22.498	15.925	21.652	9.353
Diciembre, Febrero	2020/21	US\$ 133	(5) (6) (9)	Clase XIV	-	-	-	-	-	-	24.649	14.701	22
Febrero	2021	US\$ 776	(6) (9)	Clase XVI	Fija	9,00%	2026	247.642	190.000	95.886	42.194	75.944	899
Febrero	2021	US\$ 748	(6) (9)	Clase XVII	Fija	9,00%	2029	611.517	-	134.539	-	73.484	18
Febrero	2021	US\$ 576	(6) (9)	Clase XVIII	Fija	7,00%	2033	446.746	8.513	96.356	1.836	52.658	1.015
Febrero	2021	\$ 4.128	(6) (9) (10)	Clase XIX	Fija	3,50%	2024	-	28.118	11.207	38	5.896	20
Julio	2021	US\$ 384	(4) (5) (6) (9)	Clase XX	Fija	5,75%	2032	310.038	7.864	68.029	1.724	39.429	1.007
Enero	2023	US\$ 230	(5) (6) (9)	Clase XXI	Fija	1,00%	2026	185.039	472	-	-	-	-
Enero, Abril	2023	\$ 15.761	(6) (9)	Clase XXII	BADLAR + 3,0%	126,90%	2024	-	20.359	-	-	-	-
Abril	2023	US\$ 147	(5) (6) (9)	Clase XXIII	Fija	0,00%	2025	127.132	-	-	-	-	-
Abril	2023	US\$ 38	(5) (6) (9)	Clase XXIV	Fija	1,00%	2027	30.275	56	-	-	-	-
Junio	2023	US\$ 263	(6) (9)	Clase XXV	Fija	5,00%	2026	211.699	535	-	-	-	-
Septiembre	2023	US\$ 400	(4) (5) (9)	Clase XXVI	Fija	0,00%	2028	322.780	-	-	-	-	-
Octubre	2023	US\$ 128	(5) (9)	Clase XXVII	Fija	0,00%	2028	136.303	-	-	-	-	-
								<u>4.995.741</u>	<u>667.827</u>	<u>1.001.886</u>	<u>147.591</u>	<u>643.719</u>	<u>61.217</u>

(1) Corresponde al Programa Global 1997 por un monto de US\$ 1.000 millones.

(2) Corresponde al Programa Global 2008 por un monto de US\$ 10.000 millones.

(3) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2023.

(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 por un monto de US\$ 7.215 millones.

(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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



21. PRÉSTAMOS (cont.)

Canje de ON

En el contexto de las restricciones cambiarias planteadas por el BCRA (ver Nota 35.g)) y para dar cumplimiento a dicha normativa por medio del refinanciamiento alcanzado en julio de 2020 en relación con las ON Clase XLVII con vencimiento en 2021, y con el objetivo adicional de alivianar los compromisos financieros de la Sociedad para los próximos 2 años, el 7 de enero de 2021 YPF lanzó una oferta de canje de las ON Clases XLVII, XXVIII, XIII, XXXIX, LIII, I y LIV (“Obligaciones Negociables Existentes”), por nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII (“Obligaciones Negociables Nuevas”) denominadas en dólares a tasa fija creciente, las cuales varían entre el 1,5% y el 9%, amortizables entre los años 2023 y 2033, incluyendo un pago inicial en efectivo para las ON Clase XLVII.

Las Obligaciones Negociables Nuevas contienen covenants, similares a las Obligaciones Negociables Existentes. Adicionalmente, las ON Clase XVI se encuentran garantizadas por (i) la cesión de derechos de cobro generados por la exportación de ciertos productos en virtud de acuerdos de venta celebrados por YPF con clientes ampliamente reconocidos en el mercado y (ii) por una prenda en primer grado de privilegio sobre acciones de YPF EE que representan el 50% del capital social en circulación y derechos de voto de esta sociedad, mientras se mantenga en circulación al menos el 50% del capital de las ON Clase XVI.

El 11 de febrero de 2021, habiendo concluido el período de participación temprana para los tenedores de las ON Clase XLVII y la oferta de canje para el resto de las Obligaciones Negociables Existentes, YPF alcanzó un nivel de participación global al canje del 32% y del 59,8% de las ON Clase XLVII. Con dichos resultados y considerando que la refinanciación de pagos de capital e intereses de las Obligaciones Negociables Existentes que ingresaron al canje supera ampliamente el requerimiento de refinanciación del 60% de las ON Clase XLVII, ese mismo día el BCRA aprobó el acceso por parte de YPF al Mercado de Cambios para realizar el pago del componente en efectivo ofrecido a los tenedores que presentaron las ON Clase XLVII en canje y para pagar las ON XLVII no canjeadas a su fecha de vencimiento.

En consecuencia, con fechas 12 de febrero de 2021 y 1 de marzo de 2021 (fecha de cierre de participación tardía de tenedores de las ON Clase XLVII) YPF emitió las nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII por un monto de capital de US\$ 775,8 millones, US\$ 747,8 millones y US\$ 575,6 millones, respectivamente, y se recibieron instrucciones de presentación al canje relacionadas con las Obligaciones Negociables Existentes según se detalla a continuación:

- ON Clase XLVII por un monto de capital de US\$ 247,3 millones.
- ON Clase XXVIII por un monto de capital de US\$ 656,4 millones.
- ON Clase XIII por un monto de capital de US\$ 201,7 millones.
- ON Clase XXXIX por un monto de capital de US\$ 368,2 millones.
- ON Clase LIII por un monto de capital de US\$ 190,7 millones.
- ON Clase I por un monto de capital de US\$ 101,0 millones.
- ON Clase LIV por un monto de capital de US\$ 213,4 millones.

YPF evaluó si los instrumentos sujetos al canje eran sustancialmente diferentes, considerando tanto aspectos cualitativos (por ejemplo, moneda, plazo y tasa) como cuantitativos (si el valor presente de los flujos de efectivo descontados bajo las nuevas condiciones, incluyendo cualquier comisión pagada neta de cualquier comisión recibida, y utilizando para hacer el descuento las tasas de interés efectivas originales, difiere al menos en un 10% del valor presente descontado de los flujos de efectivo que todavía resten de los pasivos financieros originales). En este sentido, la Sociedad reconoció el canje de las ON como una modificación de acuerdo con la NIIF 9 debido a que los instrumentos sujetos al canje no son sustancialmente diferentes. Como resultado de la operación, YPF reconoció en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 una ganancia de 1.855 (ver Nota 28).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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° 63

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****22. OTROS PASIVOS**

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por concesiones	6.665	53.859	3.156	1.424	823	824
Pasivos por reclamos contractuales	83.520 ⁽¹⁾	39.309 ⁽¹⁾	146	161	145	2.618 ⁽²⁾
Diversos	-	5.308	-	774	-	26
	<u>90.185</u>	<u>98.476</u>	<u>3.302</u>	<u>2.359</u>	<u>968</u>	<u>3.468</u>

(1) Ver Nota 16.a.2).

(2) Ver Nota 34.d).

23. CUENTAS POR PAGAR

	2023		2022		2021	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	3.166	1.844.268	1.028	442.305	752	193.159
Depósitos en garantía	391	2.840	122	926	44	677
Deudas con socios de UT y Consorcios	779	11.269	169	8.828	92	6.203
Diversos	-	12.613	-	2.067	-	1.512
	<u>4.336</u>	<u>1.870.990</u>	<u>1.319</u>	<u>454.126</u>	<u>888</u>	<u>201.551</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 36.

24. INGRESOS

	2023	2022	2021
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	5.386.882	2.484.211	1.286.688
Incentivos otorgados por el Estado Nacional ⁽¹⁾	97.662	42.255	28.945
	<u>5.484.544</u>	<u>2.526.466</u>	<u>1.315.633</u>

(1) Ver Nota 36.

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 la modalidad 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):

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**24. INGRESOS (cont.)**• **Desagregación de los ingresos**Tipo de bien o servicio

	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	47.239	56.999	54.834	2.863	161.935
	<u>47.239</u>	<u>4.444.007</u>	<u>730.107</u>	<u>165.529</u>	<u>5.386.882</u>

	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	23.419	29.210	29.554	984	83.167
	<u>23.419</u>	<u>2.114.382</u>	<u>300.239</u>	<u>46.171</u>	<u>2.484.211</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****24. INGRESOS (cont.)**

	2021				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	
Gasoil	-	430.175	-	-	430.175
Naftas	-	262.326	-	-	262.326
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.623	166.456	-	168.079
Petróleo	-	6.055	-	-	6.055
Aerokerosene	-	32.446	-	-	32.446
Lubricantes y derivados	-	50.925	-	-	50.925
GLP	-	43.903	-	-	43.903
Fuel oil	-	20.045	-	-	20.045
Petroquímicos	-	45.501	-	-	45.501
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	49.582	-	-	49.582
Harinas, aceites y granos	-	60.112	-	-	60.112
Asfaltos	-	11.149	-	-	11.149
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	7.204	-	-	7.204
Ingresos por servicios	-	-	-	8.150	8.150
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	13.298	13.298
Nafta virgen	-	16.546	-	-	16.546
Carbón residual	-	18.453	-	-	18.453
Regasificación de GNL	-	-	4.079	-	4.079
Otros bienes y servicios	14.138	11.326	10.012	3.184	38.660
	<u>14.138</u>	<u>1.067.371</u>	<u>180.547</u>	<u>24.632</u>	<u>1.286.688</u>

(1) Incluye 404.517, 190.901 y 125.376 correspondientes a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Canales de venta

	2023				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	
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	47.239	76.683	35.689	165.529	325.140
	<u>47.239</u>	<u>4.444.007</u>	<u>730.107</u>	<u>165.529</u>	<u>5.386.882</u>

	2022				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	
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	23.419	19.278	15.439	46.171	104.307
	<u>23.419</u>	<u>2.114.382</u>	<u>300.239</u>	<u>46.171</u>	<u>2.484.211</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****24. INGRESOS (cont.)**

	2021				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración Central y Otros	
Estaciones de servicio	-	468.952	-	-	468.952
Usinas	-	12.297	48.628	-	60.925
Distribuidoras	-	-	17.695	-	17.695
Distribución minorista de gas natural	-	-	33.781	-	33.781
Industrias, transporte y aviación	-	202.128	72.975	-	275.103
Agro	-	183.204	-	-	183.204
Industria petroquímica	-	64.238	-	-	64.238
Trading	-	55.469	-	-	55.469
Compañías petroleras	-	54.705	-	-	54.705
Comercialización de GLP	-	14.105	-	-	14.105
Otros canales de venta	14.138	12.273	7.468	24.632	58.511
	<u>14.138</u>	<u>1.067.371</u>	<u>180.547</u>	<u>24.632</u>	<u>1.286.688</u>

Mercado de destino

Las ventas al mercado interno ascienden a 4.783.516, 2.177.868 y 1.136.293 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Las ventas al mercado externo ascienden a 603.366, 306.343 y 150.395 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, 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:

	2023	2022	2021
Argentina	4.881.178	2.220.123	1.161.637
Países del Mercosur y asociados	412.782	146.156	63.844
Europa	54.929	53.532	24.247
Resto del mundo	135.655	106.655	65.905
	<u>5.484.544</u>	<u>2.526.466</u>	<u>1.315.633</u>

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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:

	2023		2022		2021	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en el rubro de "Créditos por ventas"	33.270	801.715	9.102	263.613	11.942	136.751
Activos de contratos	-	7.744	-	148	-	1.360
Pasivos de contratos	27.720	55.313	-	13.577	-	13.329

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 venta de combustibles y de especialidades para la agroindustria (fertilizantes y productos de protección al cultivo) y contratos de servicios de transporte, entre otros.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el Grupo ha reconocido 11.895, 12.309 y 5.897, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****25. COSTOS**

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Inventarios al inicio del ejercicio	307.766	153.927	100.137
Compras	1.637.766	850.335	391.984
Costos de producción ⁽¹⁾	2.849.045	1.051.382	663.756
Diferencias de conversión	1.074.139	130.529	24.915
Ajuste por inflación ⁽²⁾	14.390	3.304	1.315
Inventarios al cierre del ejercicio	<u>(1.357.716)</u>	<u>(307.766)</u>	<u>(153.927)</u>
	<u>4.525.390</u>	<u>1.881.711</u>	<u>1.028.180</u>

(1) Ver Nota 26.

(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.

26. 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 2023, 2022 y 2021:

	<u>2023</u>				<u>Total</u>
	<u>Costos de producción ⁽³⁾</u>	<u>Gastos de administración ⁽²⁾</u>	<u>Gastos de comercialización</u>	<u>Gastos de exploración</u>	
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 ⁽⁴⁾
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 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	458.639	14.970	13.167	30	486.806 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	6.483	6.483
Transporte, productos y cargas	157.699	-	148.309	-	306.008 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas 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 ⁽⁴⁾
	<u>2.849.045</u>	<u>260.315</u>	<u>598.318</u>	<u>19.995</u>	<u>3.727.673</u>

(1) Incluye 27.261 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 182.574 correspondientes al IIBB.

(2) Incluye 2.153 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 28 de abril de 2023 la Asamblea de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2022 por 728 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2023 la suma de 1.625.

(3) Incluye 18.402 correspondientes a gastos por actividades de investigación y desarrollo.

(4) 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



26. GASTOS POR NATURALEZA (cont.)

	2022				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	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 ⁽⁴⁾
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 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	169.606	3.905	6.054	143	179.708 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.722	3.722 ⁽⁴⁾
Transporte, productos y cargas	64.271	10	58.002	-	122.283 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas 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 ⁽⁴⁾
	<u>1.051.382</u>	<u>92.207</u>	<u>257.724</u>	<u>9.127</u>	<u>1.410.440</u>

(1) Incluye 31.999 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 78.030 correspondientes al IIBB.

(2) Incluye 728 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 29 de abril de 2022 la Asamblea de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2021 por 482 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2022 la suma de 706.

(3) Incluye 4.790 correspondientes a gastos por actividades de investigación y desarrollo.

(4) 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.

	2021				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales	53.176	14.260	8.088	388	75.912 ⁽⁵⁾
Honorarios y retribuciones por servicios	4.476	13.517	2.915	14	20.922
Otros gastos de personal	13.650	1.113	607	135	15.505
Impuestos, tasas y contribuciones	11.802	685	72.746 ⁽¹⁾	95	85.328
Regalías, servidumbres y cánones	79.381	-	60	178	79.619
Seguros	7.075	495	223	-	7.793
Alquileres de inmuebles y equipos	12.372	34	1.168	-	13.574 ⁽⁴⁾
Gastos de estudio	-	-	-	333	333
Depreciación de propiedades, planta y equipo	253.837	5.695	8.154	-	267.686
Amortización de activos intangibles	3.640	1.143	50	-	4.833
Depreciación de activos por derecho de uso	18.075	15	1.110	-	19.200
Materiales y útiles de consumo	36.376	440	782	41	37.639
Contrataciones de obra y otros servicios	36.662	761	4.990	173	42.586 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	89.200	1.985	2.311	87	93.583 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	931	931 ⁽⁴⁾
Transporte, productos y cargas	34.673	5	29.832	-	64.510 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	2.988	-	2.988
Gastos de publicidad y propaganda	-	4.302	1.842	-	6.144
Combustibles, gas, energía y otros	9.361	1.446	7.720	229	18.756 ⁽⁴⁾
	<u>663.756</u>	<u>45.896</u>	<u>145.586</u>	<u>2.604</u>	<u>857.842</u>

(1) Incluye 19.707 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 43.617 correspondientes al IIBB.

(2) Incluye 482 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril de 2021 la Asamblea de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2020 por 194 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2021 la suma de 463.

(3) Incluye 1.938 correspondientes a gastos por actividades de investigación y desarrollo.

(4) Incluye 3.783 y 5.509 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 1.726 correspondientes al Programa de Recuperación Productiva II ("REPRO II") en beneficio de OPESSA. Ver Nota 36.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****27. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS**

	2023	2022	2021
Resultado por cesión de áreas ⁽¹⁾	-	-	2.034
Resultado por venta de activos	-	-	5.549
Juicios	(12.472)	28.699	(34.592)
Seguros	-	-	1.503
Programa de Incremento Exportador ⁽²⁾	54.145	-	-
Diversos	22.903	1.647	1.567
	64.576	30.346	(23.939)

(1) Ver Nota 34.b).

(2) Ver Nota 35.g).

28. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2023	2022	2021
Ingresos financieros			
Intereses ganados	136.372	46.194	16.880
Diferencias de cambio	1.758.999	254.032	60.188
Actualizaciones financieras	11.627	7.585	10.158
Total ingresos financieros	1.906.998	307.811	87.226
Costos financieros			
Intereses perdidos	(275.304)	(97.661)	(71.870)
Diferencias de cambio	(1.177.072)	(181.593)	(37.176)
Actualizaciones financieras	(100.573)	(39.402)	(23.786)
Total costos financieros	(1.552.949)	(318.656)	(132.832)
Otros resultados financieros			
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	113.697	19.186	10.869
Resultado por instrumentos financieros derivados	1.863	(1.130)	(1.048)
Resultado por la posición monetaria neta	117.449	36.267	12.384
Programa de Incremento Exportador ⁽¹⁾	7.962	-	-
Resultado por transacciones con activos financieros ⁽²⁾	25.864	-	-
Resultado por canje de deuda ⁽³⁾	-	-	1.855
Total otros resultados financieros	266.835	54.323	24.060
Total resultados financieros, netos	620.884	43.478	(21.546)

(1) Ver Nota 35.g).

(2) Incluye 15.042 correspondientes al ajuste por inflación del ejercicio.

(3) Ver Nota 21.

29. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS

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 en los mismos, por lo que la comercialización de dichos hidrocarburos es realizada directamente por los socios registrando los mismos los efectos económicos respectivos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****29. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS (cont.)**

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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:

	2023	2022	2021
Activo no corriente ⁽¹⁾	4.233.352	747.447	358.863
Activo corriente	92.692	27.740	11.629
Total del activo	<u>4.326.044</u>	<u>775.187</u>	<u>370.492</u>
Pasivo no corriente	252.204	52.133	27.672
Pasivo corriente	390.142	91.011	36.564
Total del pasivo	<u>642.346</u>	<u>143.144</u>	<u>64.236</u>
Costos de producción	614.391	190.729	135.238
Gastos de exploración	2.464	305	306

(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 2023 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 ⁽²⁾	Neuquén	40,00%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana Este - Área Vaca Muerta ⁽²⁾	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.
CAN 100 ⁽¹⁾	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)
Campamento Central / Cañadón Perdido	Chubut	50,00%	YPF
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.
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%	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L
Magallanes	Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Argentina	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
MLO 123	Plataforma Continental Argentina	37,50%	Total Austral S.A.
Narambuena ⁽¹⁾	Neuquén	50,00%	YPF
Pampa Yeguas I	Neuquén	50,00%	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L
Ramos	Salta	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	YPF
Río Neuquén	Neuquén	33,33%	YPF
San Roque	Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.
Yacimiento La Ventana - Río Tunuyán	Mendoza	70,00%	YPF

(1) Ver Nota 34.b).

(2) El 11 de agosto de 2023 mediante Decreto N° 1.529/2023 la Provincia de Neuquén aprobó el acuerdo de intercambio de participación en concesiones de explotación entre YPF, Total Austral S.A. y Pan American Energy LLC a través del cual YPF incrementa su participación un 10% en Aguada Pichana Oeste y disminuye su participación un 5,6% en Aguada Pichana Este.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



30. PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2023 la Sociedad posee un capital de 3.919 y acciones propias en cartera de 14, 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 2023 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; o (v) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de Argentina. En los casos (iii) y (iv) se requerirá, además, previa aprobación del Congreso de la Nación Argentina.

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 2023 y 2021 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 37).

De acuerdo con las disposiciones de la LGS y la norma 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 2023, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 634.747. Asimismo, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad ha asignado 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 la norma 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)). Al 31 de diciembre de 2023 el saldo restringido de resultados acumulados asciende a 56.487, el cual se compone de: (i) 24.209 correspondientes al saldo de la cuenta de "Costo de adquisición de acciones propias" (el cual incluye 18.574 por las diferencias de conversión que se originaron por dicha partida); y (ii) 32.278 correspondientes al saldo de la cuenta de "Primas de negociación de acciones propias" (el cual incluye 31.891 por las diferencias de conversión que se originaron por dicha partida).

Cuando el saldo neto de los resultados no asignados al cierre del ejercicio sea positivo, podrá ser distribuido mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no esté sujeto a restricciones legales. Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido por la norma 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 la norma de la CNV. Cuando el saldo neto de esta cuenta al cierre de un ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados no asignados por el mismo importe.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****31. 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:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Resultado neto	(1.561.217)	289.057	257
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	391.722.944	392.719.453	392.792.602
Resultado neto básico y diluido por acción	(3.985,51)	736,04	0,65

YPF no ha emitido instrumentos financieros u otro contrato 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.

32. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS**32.a) Aspectos legales****32.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 32.a.2).

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 32.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 32.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 32.a.4).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**32. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)**

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 32.a.4).

32.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 del 2016, la Sociedad solo 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").

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 32.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 32.a.4), el caso iniciado por el Fideicomiso de Liquidación ha sido desestimado.

32.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 32.a.4)), ciertos procesos administrativos, de los cuales las Demandadas YPF no son parte, quedaban pendientes.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



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

32.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.

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 32.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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



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

32.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.

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 bajo los términos del DIP Loan (US\$ 12 millones), 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 32.a.4).

32.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 32.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).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021****32. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)**

Entre el 19 de octubre de 2018 y el 22 de enero de 2019 se completaron varios actos procesales relacionados con la moción 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



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

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.

De acuerdo con lo mencionado en la Nota 32.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 32.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.

32.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 32.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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



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

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.

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 Quiebras 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.

33. 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 el apartado 33.b).

33.a) Activos contingentes

El Grupo no posee activos contingentes significativos.

33.b) Pasivos contingentes

33.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficiales 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 San Jorge 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

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, existe una acción preventiva de daños iniciada por un particular para evitar daños futuros y disminuir los supuestos daños, 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 tribunal. 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 términos para contestar la demanda hasta tanto exista resolución definitiva de la excepción de defecto legal.

Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge

YPF interpuso una excepción de defecto legal. Por tal presentación el juzgado dispuso la suspensión de los términos para contestar demanda. Los plazos continuarán suspendidos hasta tanto recaiga una resolución definitiva sobre la excepción de defecto legal presentada por la Sociedad, la que será resuelta cuando esté trabada la litis con la totalidad de las empresas demandadas. El 8 de febrero de 2021 el juez resolvió declarar la incompetencia de la justicia federal en la causa, por entender que no se había demostrado la existencia de un daño interjurisdiccional que la justificara. El 29 de marzo de 2021 la Cámara de Apelaciones confirmó esta sentencia de primera instancia. Esta decisión no ha sido recurrida por la actora, por lo que se encuentra firme.

El 3 de mayo de 2021 ASSUPA solicitó al Ministerio Público Fiscal la investigación de la posible comisión de delitos penales, y que se diera intervención a la Unidad Fiscal de Investigaciones en Materia Ambiental ("UFIMA") para que preste la colaboración de su competencia, elaborando estrategias de investigación y/o definiendo cursos de acción para la instrucción de los hechos denunciados. Asimismo, solicitó la remisión de las actuaciones a los tribunales provinciales para la continuación de la causa, lo cual generó la formación de un nuevo expediente. El 9 de septiembre de 2021 el juez se declaró incompetente debido a la inexistencia de daños interjurisdiccionales.

El 14 de mayo de 2021, el juzgado rechazó lo solicitado por ASSUPA en relación con dar intervención a los tribunales provinciales por improcedente, pero le hizo saber que las presentes actuaciones quedarán a disposición de las autoridades judiciales o administrativas que así lo soliciten, en calidad de prueba instrumental.

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 code demandados 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.

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 interpuesto por la actora, que había apelado la sentencia interlocutoria del 23 de junio de 2020 por la cual el juez dispuso hacer lugar al planteo de YPF, entre otras code demandadas, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

- **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 N° 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, continuará ante esa Corte.

Adicionalmente a lo mencionado en Nota 16.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.

33.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 30). 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

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.

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.

En este contexto, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

33.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.

33.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 AFIP y los 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.

34. COMPROMISOS CONTRACTUALES

34.a) Concesiones de explotación, concesiones de transporte y permisos de exploración

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 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 2023:

- **Acuerdo de exploración y explotación Bloque Off-5 (Uruguay)**

El 12 de diciembre de 2023 YPF y la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland ("ANCAP") celebraron un contrato para el otorgamiento de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas offshore ubicadas en Uruguay, por medio del cual YPF, a través de su controlada Miwen S.A., adquirió el 100% de participación en el Bloque Off-5. El plazo del contrato es de 30 años, el cual incluye el período de exploración y explotación, pudiendo ser prorrogado por hasta un máximo de 10 años.

- **Permiso de exploración Bloque El Campamento Este**

El 12 de octubre de 2023 mediante el Decreto N° 1.207/2023 de la Provincia de Santa Cruz se otorgó a YPF un permiso de exploración de hidrocarburos no convencional en el Bloque El Campamento Este por un plazo de 4 años para el primer periodo exploratorio, siendo Palermo Aike la formación geológica con principal interés para YPF.

- **Permiso de exploración Bloque La Azucena**

El 10 de octubre de 2023 mediante el Decreto N° 1.182/2023 de la Provincia de Santa Cruz se otorgó a YPF un permiso de exploración de hidrocarburos no convencional en el Bloque La Azucena por un plazo de 4 años para el primer periodo exploratorio, siendo Palermo Aike la formación geológica con principal interés para YPF.

- **Acuerdo Bloque Fracción II - El Cerrito**

El 1 de agosto de 2023 YPF y Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC") celebraron un acuerdo marco para realizar conjuntamente la perforación y terminación del primer pozo exploratorio en la formación Palermo Aike en el área Cañadón Deus dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos Fracción II - El Cerrito, ubicada en la Provincia de Santa Cruz.

- **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 dicha área hasta el área 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 del 24,8% de la participación sobre dicha concesión de transporte.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

- **Concesión de explotación UT Aguara güe**

El 3 de febrero de 2023 YPF suscribió un Acta Acuerdo con la Provincia de Salta mediante la cual, entre otras condiciones: (i) se extendieron por 10 años, a partir del vencimiento de sus plazos originales, los plazos de las concesiones de explotación de las áreas Sierras de Aguara güe, Campo Durán - Madrejones, Río Pescado y San Antonio Sur; (ii) se revirtió el área La Bolsa a partir de la fecha de vencimiento de la concesión; y (iii) se comprometieron inversiones de hasta US\$ 14,2 millones. El 24 de agosto de 2023 se publicó el Decreto N° 543/2023 de la Provincia de Salta mediante el cual se aprobó el Acta Acuerdo.

- **Carta de intención con la Provincia de Mendoza**

El 26 de julio de 2021 YPF suscribió una Carta de Intención con la Provincia de Mendoza a través de la cual, y entre otros aspectos, se comprometieron, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones y la obtención de las aprobaciones correspondientes, a: (i) la migración de producción mediante recuperación secundaria a recuperación terciaria en ciertas áreas de titularidad de YPF; (ii) la Provincia procederá a otorgar una reducción de la alícuota de regalías, aplicable a los hidrocarburos producidos por pozos de recuperación terciaria; (iii) YPF iniciará en el año 2022 la perforación de 2 pozos piloto en ciertas áreas de titularidad de YPF con el objetivo de explorar la formación Vaca Muerta y comprobar su potencial técnico y económico; y (iv) la reversión de las áreas Loma de La Mina y Puesto Molin a Norte, a partir de la fecha de vencimiento de las concesiones.

El 12 de agosto de 2021 dicha Carta de Intención fue ratificada mediante el Decreto N° 1.117/2021 de la Provincia de Mendoza.

El 4 de enero de 2022 YPF ha sido notificada de la Decisión Administrativa N° 01/2022 donde la Provincia de Mendoza aprobó la reversión del área Loma de La Mina y su transferencia a un nuevo operador.

El 22 de junio de 2023 YPF ha sido notificada de la Decisión Administrativa N° 17/2023 mediante la cual la Provincia de Mendoza aprobó la reversión del área Puesto Molina Norte.

- **Permiso de exploración offshore CAN 102**

El 7 de marzo de 2023 mediante la Resolución SE N° 123/2023 se otorgó a Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina) y a YPF una nueva extensión por 1 año del plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración otorgado sobre el área CAN 102, extendiéndose el vencimiento del permiso hasta noviembre de 2025.

- **Acuerdo de exploración en el bloque Charagua (Bolivia)**

El 26 de julio de 2017 se firmó la protocolización del contrato con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB"), originalmente firmado en enero de 2017, para iniciar trabajos de exploración en el bloque Charagua en Bolivia. Asimismo, se presentó el plan de actividades de exploración y explotación en territorio boliviano.

En octubre de 2017 se acordaron los términos para la cesión a favor de YPFB Chaco S.A. del 40% sobre el Contrato de Servicios suscripto con YPFB para la exploración del bloque Charagua. Adicionalmente, el 25 de enero de 2018 se suscribió el acuerdo de cesión.

El 25 de mayo de 2021 se sancionó la Ley N° 1.376 mediante la cual se aprobó la modificación al Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación del bloque Charagua suscripto entre YPF E&P e YPFB, por la cual YPF E&P cede el 40% del total de la participación y los derechos y obligaciones bajo dicho contrato a favor de YPFB Chaco S.A. El 16 de agosto de 2021 finalizó el proceso de protocolización de dicho contrato.

De efectuarse el descubrimiento comercial esperado, se conformará una Sociedad de Economía Mixta entre YPFB, YPF E&P (subsidiaria indirecta de YPF) y YPFB Chaco S.A., con una participación accionaria de 51%, 29,4% y 19,6%, respectivamente.

Durante 2020 se solicitó la suspensión de plazos del primer período exploratorio debido a la emergencia sanitaria por la pandemia de COVID-19, que fue aprobada por YPFB el 4 de enero de 2021 a través de la Resolución DEEA N° 001-2021; extendiéndose el vencimiento del bloque al 26 de mayo de 2021.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

Asimismo, y a raíz de la continuidad de la emergencia sanitaria originada por la pandemia de COVID-19 que motivó la suspensión de plazos del período exploratorio por invocación de fuerza mayor, se extendió la vigencia de la primera fase del período exploratorio hasta el 4 de junio de 2021. La segunda fase del período exploratorio finalizó el 3 de noviembre de 2023, y actualmente se inició la tercera fase.

34.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 cesiones más relevantes que tuvieron lugar en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

- **Cesión del permiso de exploración CAN 100 (offshore) - Reconversión Bloque E-1**

El 8 de octubre de 2019 YPF y Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) suscribieron un acuerdo mediante el cual Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) adquiriría un 50% de participación en el área CAN 100, manteniendo YPF un 50% de participación en dicha área. La efectividad del acuerdo se encontraba sujeta a ciertas condiciones precedentes.

El 16 de abril de 2020 habiéndose cumplido las condiciones pactadas en el acuerdo de cesión, entre ellas, la aprobación de la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos por parte de la SE, la cual fue otorgada mediante Resolución N° 55/2020, se produjo el cierre de la transacción efectivizando la cesión de YPF del 50% de participación en el área y de la operación a Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina). El 22 de abril de 2020 YPF recibió US\$ 22 millones.

El 14 de enero de 2021 YPF y Shell Argentina y Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) y Shell Argentina suscribieron sendos acuerdos mediante los cuales YPF y Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) transferirían a Shell Argentina un 15% de participación en el área CAN 100, respectivamente, manteniendo YPF un 35% de participación en dicha área. La efectividad de estos acuerdos estaba sujeta a ciertas condiciones precedentes, entre las que se encontraba la aprobación de las cesiones por parte de la SE, que fueron autorizadas el 23 de abril 2021. Esta cesión requirió el pago por parte de Shell Argentina a YPF del precio pendiente de US\$ 5 millones. Adicionalmente, el 14 de diciembre de 2021 Shell Argentina pagó a YPF un monto adicional de otros US\$ 5 millones ya que se cumplieron ciertas condiciones establecidas en el acuerdo de cesión.

- **Acuerdo para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste - Narambuena**

En abril de 2014 YPF y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") firmaron un acuerdo de proyecto de inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la Provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste - Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a sólo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsó en 2 etapas y la posibilidad de una tercera fase, a ser consensuada en el futuro en base a los resultados obtenidos de la exploración del área.

A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Desarrollo No Convencional S.R.L. ("CDNC"): (i) del 50% de participación en el área de exploración Narambuena; y (ii) del 7% del interés legal de la Concesión de Explotación Chihuido de La Sierra Negra en las Provincias de Neuquén y Mendoza. No obstante, los derechos contractuales de Chevron se limitan al área Narambuena ya que el 100% de la producción convencional y reservas fuera del área del proyecto y del área Desfiladero Bayo permanecerán como propiedad de YPF. La concesión del área Narambuena fue prorrogada en el año 2008 hasta el 14 de noviembre del 2027.

Durante 2018 se completó la actividad de la Fase I dando comienzo en abril de 2018 a la Fase II la cual se completó en abril de 2021, con un total de aportes por parte de CDNC para las Fases I y II de US\$ 114,4 millones. En enero de 2022 Chevron confirmó su decisión de ejercer la opción de aceptación de ingresar a la Fase III del proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área Narambuena.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)****34.c) Compromisos contractuales**

El Grupo ha firmado contratos mediante los que se comprometió a comprar ciertos bienes y servicios, y a vender gas natural, gas licuado de petróleo 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 2.615.418 al 31 de diciembre de 2023.

34.d) Acuerdo Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V.

El 19 de octubre de 2020 entró en vigencia el acuerdo transaccional celebrado entre YPF y las empresas Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V. ("Exmar"), mediante el cual, sin reconocer hechos ni derechos, se estableció la finalización de los acuerdos de chárter y servicios de licuefacción de la barcaza licuefactora Tango FLNG celebrados el 20 de noviembre de 2018, y la finalización de los reclamos arbitrales iniciados por Exmar Energy Netherlands B.V. y Exmar Argentina S.A.U. contra YPF el 15 de julio de 2020 ante la London Court of International Arbitration ("LCIA"), no teniendo estas compañías nada más que reclamar a YPF. Al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad abonó por dicho acuerdo la suma total de US\$ 150 millones, la cual incluyó un pago inicial de US\$ 22 millones y 18 pagos mensuales reconocidos en el rubro de "Otros pasivos" en el estado de situación financiera, los cuales se encontraban garantizados.

34.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2023 el Grupo ha emitido garantías bancarias por US\$ 10 millones. YPF ha asumido otros compromisos por US\$ 84 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 2023, 2022 y 2021 es de US\$ 138 millones (del cual restaba integrar US\$ 40 millones para llegar a un total de US\$ 178 millones), US\$ 160 millones (del cual restaba integrar US\$ 25 millones para llegar a un total de US\$ 185 millones) y US\$ 19 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. 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.

35.a) Regulaciones aplicables a la industria hidrocarburífera**35.a.1) Ley de Hidrocarburos**

La Ley N° 17.319 se promulgó el 23 de junio de 1967 y a lo largo de su vigencia su texto recibió numerosas modificaciones, siendo modificada por última vez en el año 2014 a través de la Ley N° 27.007 ("Ley de Hidrocarburos").

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

La Ley de Hidrocarburos establece los principios generales que rigen la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos hidrocarburíferos en Argentina. 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 SEN° 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 indefinidas prórrogas de la concesión por un plazo de 10 años cada una.

- 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.

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.

- Los titulares de un permiso de exploración y concesión 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.
- 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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.

35.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.

35.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.

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.

35.b) Regulaciones aplicables al segmento del Downstream

35.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 N° E-241/2017 del MINEM 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 local. Dicho permiso indicará el volumen de exportación autorizado por un plazo de validez no inferior a 1 año desde la fecha de su otorgamiento.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.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 a partir del 1 de enero de 2024.

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.

35.c) Regulaciones aplicables al segmento de Gas y Energía

35.c.1) Transporte, 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. 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.

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 N° 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).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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).

A partir del 1 de enero de 2021, desde la aprobación del Plan GasAr 2020-2024 mediante el Decreto N° 892/2020 (ver Nota 35.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 de suministro de gas natural vigentes.

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.

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 no minados en dólares, que resultó en una reducción del precio de gas natural a aplicar para el período octubre - 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, este Decreto 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 solo 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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados 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, los cuales aún no han sido resueltos.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.c.2) Exportaciones de gas natural y 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 SEN° 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 Plan GasAr 2023-2028 (ver Nota 35.d.1)) en favor de los productores adjudicatarios.

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.

Dicha Resolución, a su vez, 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.

35.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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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.

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 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.

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 ex 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 GNCC.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 35.c.6)).

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 GNCC

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 GNCC 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 GNCC 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 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° 1/2.566 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 en Metrogas, el cual fue ampliado detalladamente el 3 de julio de 2017. Dicha presentación no implica desistimiento del recurso antes referido.

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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.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 35.d.2).

A través de las Resoluciones ENARGAS N° 704/2023 y N° 52/2024 se puso a consideración el tratamiento de la incidencia del costo del flete y/o transporte de GLP respecto de las localidades abastecidas con gas propano/butano indiluido por redes (ver Nota 35.c.6).

35.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 N° 24.065 de 1991, y reglamentada por los Decretos N° 1.398/1992 y N° 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 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. Además, dicha Ley dispuso la organización del MEM (ver apartado "MEM"), siendo las empresas de generación eléctrica uno de sus actores.

De conformidad con la Ley N° 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.

CAMMESA

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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. El 30 de octubre de 2023 se publicó la Resolución SE N° 869/2023 la cual estableció los incrementos vigentes de dichas remuneraciones.

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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.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. Dicho Decreto 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 GNCC; 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 tendrán lugar dentro de los 30 días de publicada dicha Resolución.

35.d) Programas de incentivo a la producción hidrocarburífera

35.d.1) Programas de incentivo a la producción de gas natural

Con el fin de incrementar la producción y la oferta al mercado interno de gas natural, 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 crea el Programa Resolución 46, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina hasta el 31 de diciembre de 2021.

Dicha Resolución estableció una compensación equivalente al monto que surgiera de restar el precio efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas natural de origen convencional y no convencional, y el precio mínimo unitario de 7,50 US\$/MBtu para 2018, 7,00 US\$/MBtu para 2019, 6,50 US\$/MBtu para 2020 y 6,00 US\$/MBtu para 2021, multiplicado por los volúmenes de producción de gas natural no convencional. Las compensaciones derivadas del Programa Resolución 46 se abonarían 88% a las empresas productoras y 12% a la Provincia en la que se encontrara el área de concesión participe de dicho Programa.

La Sociedad obtuvo la adhesión al Programa Resolución 46 por su participación en las áreas de Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste - Aguada de Castro.

En el marco del Programa Resolución 46 la Sociedad ha impugnado administrativamente distintas resoluciones de pago. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la SE no se ha expedido al respecto.

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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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, 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 m³/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 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 (obligación impuesta por el Plan GasAr 2020-2024 a los productores), se prevé la aplicación de penalidades.

El 24 de noviembre de 2020 se publicó 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 inclusive.

El 16 de diciembre de 2020 se publicó 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 Mm³ (20,9 Mm³/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 Mm³/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 2023 la Sociedad ha percibido del Estado Nacional compensaciones por un total acumulado de 69.644.

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 de este Plan, que garantice la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la Ley N° 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 23 de diciembre de 2022 se publicó 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 m³/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 m³/d ("Gas Plano Enero") y un volumen invernal de gas natural de hasta 3.250.000 m³/d ("Gas de Pico 2024") en el marco del Plan GasAr 2023-2028.

El 27 de septiembre de 2023 se publicó la Resolución SE N° 799/2023 que adjudicó a la Sociedad volúmenes de abastecimiento mensuales de gas natural a las cuencas Austral y Noroeste por el periodo de octubre de 2023 a diciembre de 2028 en el marco del Plan GasAr 2023-2028.

35.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 35.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.

Acuerdo Propano Redes

Con el fin de asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento de gas propano indiluido por redes, el 27 de diciembre de 2002 el MINEM suscribió con las empresas productoras de GLP un acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido 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, 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. Actualmente continúa vigente el 20° acuerdo de prórroga del Acuerdo Propano Redes.

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, contra el pago de una compensación económica a las productoras de GLP por los menores ingresos percibidos.

35.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 por la Ley N° 27.007 y reducido a US\$ 250 millones).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 N° 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 N° 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.

35.d.4) Programas de incentivos a la producción de hidrocarburos convencionales

Programa de estímulo provincial - Provincia de Mendoza

El 4 de diciembre de 2020, mediante la Ley N° 9.279, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos ("Programa I") que tiene por objeto promover el desarrollo, la reactivación y el incremento de la producción de la actividad hidrocarburífera. El Programa I reintegrará mediante certificados de crédito fiscal, a quienes adquieran la calidad de beneficiarios, aquellas erogaciones que, hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa, sean realizadas en proyectos de puesta en producción de nuevos pozos y/o en la reactivación de pozos existentes, que a la fecha de publicación de la Ley se encontraban sin producción. Dichos certificados de crédito fiscal podrán ser aplicados al pago de IIBB y regalías.

El 7 de julio de 2021, mediante la Ley N° 9.330, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos II ("Programa II") con el mismo objetivo y modalidad que el Programa I, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2025, pudiendo ser prorrogado por un plazo de hasta 3 años.

El 31 de diciembre 2021, mediante la Ley N° 9.364, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos III ("Programa III") con el mismo objetivo y modalidad que los Programas I y II, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2026, pudiendo ser prorrogado por un plazo de hasta 3 años.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados hemos recibido la aprobación de las propuestas presentadas para el Programa I, que involucran proyectos en las áreas de Barrancas, Vizcacheras y Loma Alta Sur, y para el Programa II, que involucran proyectos en las áreas de Barrancas y Desfiladero Bayo.

Programa de estímulo provincial - Provincia de Neuquén

Mediante el Decreto N° 913/2021 la Provincia de Neuquén dispuso la creación del "Programa de Reactivación Hidrocarburífera provincial", que tiene por objeto promover la inversión y el incremento de la producción hidrocarburífera convencional. El Programa contempla un estímulo financiero para la inversión a través de beneficios fiscales, mediante la obtención de un certificado de crédito fiscal intransferible por hasta el 50% del monto de la inversión aprobada, que podrá utilizarse hasta el 31 de diciembre de 2026 para el pago de IIBB, una vez certificadas las inversiones realizadas.

Mediante el Decreto N° 424/2023 se dio continuidad al Programa creado por el Decreto N° 913/2021, permitiendo la presentación de nuevos planes de inversión con crédito fiscal que podrá utilizarse hasta el 31 de diciembre de 2028.

En el marco de este Programa, YPF ha suscripto acuerdos con la Provincia de Neuquén para obtener los beneficios de dicho Programa que involucran proyectos en las áreas de Octógono Fiscal, Al Norte de La Dorsal, Loma La Lata - Sierra Barrosa, Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Programa de estímulo provincial - Provincia de Chubut

Mediante el Decreto N° 278/2021 la Provincia de Chubut creó el “Programa de Promoción para la Industria Hidrocarburífera” que tiene por objeto incentivar el aumento de la producción de hidrocarburos, el sostenimiento de las reservas y la preservación del empleo. El Programa contempla una reducción de la alícuota de regalías aplicable a la producción incremental.

En el marco de este Programa, YPF presentó proyectos que involucran a las áreas de Manantiales Behr, Campamento Central - Cañadón Perdido, Restinga Alí y El Trébol.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados la Provincia de Chubut ha otorgado el beneficio de una reducción del 50% de la alícuota de regalías para: (i) la producción incremental proveniente del Proyecto Piloto de Inyección de Polímeros en el área El Trébol a través del Decreto N° 166/2022, reduciendo la alícuota de regalías al 6% para dicha producción hasta junio 2031; (ii) la producción incremental proveniente del Proyecto Desarrollo Primaria Costa Afuera en el área Restinga Alí a través del Decreto N° 184/2022, reduciendo la alícuota de regalías al 6% para la producción de petróleo obtenida de hasta 6 pozos en dicha área por el plazo de 10 años; y (iii) la producción incremental proveniente del Proyecto Piloto de Inyección de Polímeros Secundario Grimbeek Norte II en el área de Manantiales Behr a través del Decreto N° 418/2023, reduciendo la alícuota de regalías al 6% para la producción de petróleo obtenida hasta septiembre de 2031.

35.e) Regulaciones fiscales

35.e.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 2023, 2022 y 2021 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 determinará aplicando el 15% sobre el resultado impositivo del período fiscal inmediato anterior a aquel al que corresponderá 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.

35.e.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 valor contable 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.

35.e.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 será 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 podrá 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 26

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 las operaciones de importación de gasoil y/o naftas realizadas hasta el 30 de noviembre de 2023.

35.e.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 en 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 inclusive, (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, inclusive, 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.

35.e.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° 27.541/2019 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%.

35.e.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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.f) Regulaciones aduaneras

35.f.1) Derechos de exportación

Los derechos de exportación, tributos y demás conceptos relacionados a las operaciones efectuadas en el marco del "Programa de Incremento Exportador" y vinculados del Decreto N° 492/2023, Decreto N° 549/2023, Decreto N° 597/2023 y Decreto N° 28/2023 deberán abonarse tomando la 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 35.g)).

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 31 de diciembre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 1.060/2020, con vigencia hasta el 31 de diciembre 2022, que estableció una alícuota del 4,5% de derechos 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 N° 230/2020 que estableció un impuesto del 33% (el máximo permitido por la Ley N° 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 los derechos de exportación para la soja y los subproductos como el aceite y la harina de soja, se fijaron en 33% y 31%, respectivamente, a partir de enero de 2021. A partir de marzo 2022, los derechos de exportación para los productos mencionados se fijaron en 33%. A partir de enero de 2023 se restablecieron los derechos de exportación establecidos por el Decreto N° 790/2020.

Licencias de importación

El 5 de julio de 2017 el Ministerio de Desarrollo Productivo publicó la Resolución N° E 523/2017 en la que estableció un régimen de tramitación de licencias automáticas y no automáticas de importación para las mercaderías comprendidas en todas las posiciones arancelarias de la NCM con destino de importación definitiva para consumo. Asimismo, se determinó que las posiciones arancelarias de la NCM individualizadas en los Anexos II a XIV de dicha Resolución, están sujetas a la tramitación de licencias de importación de tipo no automáticas.

El 10 de marzo de 2021 a través de la Disposición N° 5/2021 de la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial se modificó el Anexo XII por lo que varios productos, incluido el gasoil, están sujetos a la tramitación de licencias de importación de tipo automáticas.

35.f.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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 dicha Secretaría 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.

35.g) Regulaciones relacionadas con el Mercado de Cambios

Con el fin de regular el acceso al Mercado de Cambios para los pagos de importaciones de bienes o servicios, pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, y el pago de utilidades y dividendos, entre otros conceptos, el BCRA estableció los siguientes requisitos:

- i. Hasta el 31 de diciembre de 2024, la necesidad de conformidad previa por parte del BCRA para la cancelación de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una parte vinculada al deudor, salvo que se cumplan determinadas condiciones establecidas en la norma.
- ii. Liquidar a través del Mercado de Cambios dentro de un determinado plazo los fondos que se reciban del exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, cobro de un depósito a plazo, y cobro de venta de cualquier otro activo, siempre que el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido, o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020, salvo que se cumplan determinadas condiciones establecidas en la norma.
- iii. 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.

Asimismo, el BCRA dispuso requisitos para el acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa, entre los cuales incluyen la presentación de una declaración jurada en la que se deja constancia que:

- i. La totalidad de las tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en una cuenta bancaria local, y no se posee activos líquidos disponibles en el exterior y certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras que conjuntamente superen los US\$ 100.000.
- ii. No se realizaron dentro de los 180 días previos (en ciertos casos 90 días) al acceso al Mercado de Cambios determinadas operaciones de venta, canje y transferencia de títulos valores, y asimismo se asume el compromiso de no realizar este tipo de operaciones dentro de los 180 días posteriores (en ciertos casos 90 días) al acceso al Mercado de Cambios.
- iii. No se realizaron dentro de los 180 días previos al acceso al Mercado de Cambios entregas en el país de fondos en moneda local o en otros activos locales líquidos, salvo que se cumplan determinadas condiciones establecidas en la norma.

En relación con el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero previas al 13 de diciembre de 2023 y de servicios prestados y/o devengados previos al 13 de diciembre de 2023 (en adelante "stock de deuda"), las entidades podrán suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL") por un monto equivalente a dichas importaciones.

Las entidades que hayan suscripto BOPREAL hasta el 31 de enero de 2024 por hasta un monto igual o mayor al 50% del stock de deuda podrán 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 Comunicación "A" 7.925 y sus modificatorias. Asimismo, las entidades que hayan suscripto BOPREAL hasta el 31 de enero de 2024 por hasta un monto igual o mayor al 25% del stock de deuda podrán 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 Comunicación "A" 7.941.

A partir del 1 de abril de 2024 el resultado por la venta de títulos valores con cotización en moneda extranjera generado por la diferencia entre el valor del BOPREAL adquirido en suscripción primaria y su valor nominal puede ser depositado en forma directa en la cuenta de un tercero en el exterior.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 del 13 de diciembre de 2023, las entidades podrán obtener acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa del BCRA cuando, adicionalmente a los requisitos normativos aplicables en cada caso, se verifique que el pago cumple con el cronograma establecido en la norma.

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, para obtener los beneficios que se detallan a continuación las empresas deberán: (i) estar inscritas 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 el 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 un porcentaje de la producción incremental según el punto (iii) anterior, acceso a divisas en el Mercado de Cambios para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con compañías vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos. Dicho acceso al Mercado de Cambios no estará sujeto al requisito de conformidad previa del BCRA.

Por otro lado, a través de las Comunicaciones "A" 7.788 y "A" 7.803, el BCRA estableció la posibilidad a 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 financiación de importaciones, prefinanciación de exportaciones y/o liquidación de divisas.

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:

- Comunicación "A" 7.853: Permitió que los cobros por exportaciones de determinados productos relacionados con la industria hidrocarburífera, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de liquidación 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 utilicen en un 25% para la compraventa de títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos y el 75% restante se liquide en el Mercado de Cambios pudiendo depositarse en cuentas remuneradas y/o suscribirse en LEDIV.
- Comunicación "A" 7.867: Permitió 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 utilicen en un 30% para la compraventa de títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos y el 70% restante se liquide en el Mercado de Cambios pudiendo depositarse en cuentas remuneradas y/o suscribirse en LEDIV.

El 21 de noviembre de 2023 se publicó 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 permite que los cobros por exportaciones de bienes y servicios, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de liquidación se utilicen en un 50% para la compraventa de títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos y el 50% restante se liquide en el Mercado de Cambios.

El 13 de diciembre de 2023 se publicó el Decreto N° 28/2023 a través del cual se reestablece el "Programa de Incremento Exportador" de los Decretos N° 549/2023 y N° 597/2023 y permite que los cobros por exportaciones de bienes y servicios, prefinanciaciones y/o postfinanciaciones de exportaciones o anticipos de liquidación se utilicen en un 20% para la compraventa de títulos valores con cotización en moneda extranjera y liquidación en pesos y el 80% restante se liquide en el Mercado de Cambios.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.h) 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 N° 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. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no es posible prever la evolución de las modificaciones establecidas en dicho DNU ni las nuevas medidas que podrían ser anunciadas ni sus impactos.

35.i) Marco normativo CNV

Información financiera

Las principales simplificaciones para las entidades que presenten información financiera preparada sobre la base de las NIIF, se mencionan a continuación:

- Para la información a presentar con periodicidad trimestral:
 - (i) Optar por reemplazar la presentación de los estados financieros de sociedades sobre las cuales la emisora ejerce control, control conjunto o influencia significativa, por la revelación en notas a los estados financieros de la emisora de la información de dichas entidades conforme a la normativa aplicable vigente para cada caso. En caso de ejercer la opción referida, la emisora deberá poner a disposición dichos estados financieros, si fueran requeridos por el público.
 - (ii) Podrá presentar sus estados financieros consolidados e individuales por periodos intermedios en la forma condensada prevista en la NIC 34 “Información financiera intermedia”.
- Permitir que la información solicitada en anexos sea presentada en notas. A continuación, se detallan las notas a los estados financieros consolidados que exponen dicha información solicitada:

Anexo A - Bienes de uso	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
Anexo B - Activos intangibles	Nota 7 Activos intangibles
Anexo C - Inversiones en acciones	Nota 10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
Anexo D - Otras inversiones	Nota 6 Instrumentos financieros por categoría
	Nota 14 Inversiones en activos financieros
Anexo E - Previsiones	Nota 13 Créditos por ventas
	Nota 12 Otros créditos
	Nota 10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
	Nota 7 Activos intangibles
	Nota 16 Provisiones
Anexo F - Costo de los bienes vendidos y servicios prestados	Nota 25 Costos
Anexo G - Activos y pasivos en moneda extranjera	Nota 38 Activos y pasivos en monedas distintas del peso
Anexo H - Información requerida por el Art. 64, inc l.b) de la LGS	Nota 26 Gastos por naturaleza

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)**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 inscrita 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 la norma 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 la norma de la CNV, la Sociedad queda incluida en lo establecido por el artículo 5 c), Capítulo II, Título VII de la norma de la CNV, “Agente de Liquidación y Compensación - Participante Directo”. En este sentido, según el artículo 13, Capítulo II, Título VII de la norma de la CNV, al 31 de diciembre de 2023 el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dicha norma, que es de 218.

Guarda de documentación

De acuerdo con lo establecido por el artículo 48, Sección XII, Capítulo IV, Título II de la norma de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentra en la sede social inscrita, 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 inscrita, 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 la norma de la CNV.

Efecto de conversión de los aportes de los propietarios

De acuerdo con el requerimiento del artículo 5, Capítulo III, Título IV de la norma de la CNV, se incluye a continuación el efecto de conversión originado en las cuentas de “Capital”, “Ajuste de capital”, “Acciones propias en cartera” y “Ajuste de acciones propias en cartera”:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Saldo al inicio del ejercicio	686.343	393.570	320.535
Otros resultados integrales	2.477.357	292.773	73.035
Saldo al cierre del ejercicio	<u>3.163.700</u>	<u>686.343</u>	<u>393.570</u>

Asimismo, al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el efecto de conversión correspondiente a la cuenta de “Primas de emisión” asciende a 515.808, 112.678 y 65.037, respectivamente, y se incluye dentro de la cuenta de “Otros resultados integrales”.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, 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 (50.512), (7.318) y (3.730), respectivamente, y se incluye dentro de la cuenta de “Otros resultados integrales”.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021



36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados en dichas fechas.

	2023						Pasivos de contratos Corriente
	Otros créditos		Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros		Cuentas por pagar	
	No Corriente	Corriente	Corriente	No 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	-
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	-
Asociadas:							
CDS	-	199	2	-	-	-	-
YPF Gas	-	921	4.615	-	-	477	-
Oldelval	34.964	-	26	3.425	-	7.798	-
Termap	-	-	-	-	-	1.895	-
GPA	-	-	-	-	-	1.183	-
Oilanking	-	-	99	487	-	3.273	-
Gas Austral	-	-	132	-	-	6	-
	34.964	1.120	4.874	3.912	-	14.632	-
	34.964	5.338	42.790	6.738	3.116	63.106	-

(1) Sociedad fusionada con YPF EE a partir del 1 de enero de 2023.

	2022						Pasivos de contratos Corriente
	Otros créditos		Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros		Cuentas por pagar	
	No Corriente	Corriente	Corriente	No 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	-
Oilanking	-	-	1	-	-	688	-
Gas Austral	-	-	52	-	-	1	-
	-	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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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


YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021
36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

	2021						
	Otros créditos		Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros		Cuentas por pagar	Pasivos de contratos
	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:							
YPF EE	-	385	1.277	-	803	3.375	74
Profertil	-	19	1.146	-	-	884	-
MEGA	-	-	4.397	-	-	572	-
Refinor	-	-	1.949	-	-	64	-
Y-GEN Eléctrica S.A.U. ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-
OLCLP	-	31	-	-	-	164	-
Sustentator	-	-	-	-	-	5	-
CT Barragán	-	-	-	-	-	-	-
OTA	-	14	-	-	-	11	-
OTC	-	-	-	-	-	-	-
	-	449	8.769	-	803	5.075	74
Asociadas:							
CDS	-	-	1	-	-	-	-
YPF Gas	-	114	749	-	-	220	-
Oldelval	-	-	2	-	-	366	-
Termap	-	-	-	-	-	139	-
GPA	-	-	-	-	-	310	-
Oilanking	-	-	1	-	-	209	-
Gas Austral	-	-	42	-	-	-	-
	-	114	795	-	-	1.244	-
	-	563	9.564	-	803	6.319	74

(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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

	2023			2022			2021		
	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:									
YPF EE	7.730	39.736	183	4.531	17.614	-	6.145	9.734	-
Profertil	24.003	40.888	16	10.374	27.521	-	5.454	11.019	-
MEGA	82.703	782	298	32.682	340	13	18.974	1.298	-
Refinor	28.878	6.673	47	18.851	4.847	1	12.580	1.407	-
Y-GEN Eléctrica S.A.U. ⁽¹⁾	-	-	-	57	-	-	-	-	-
OLCLP	330	4.442	-	168	1.497	-	95	774	-
Sustentator	293	3	-	-	5	-	-	18	-
CT Barragán	3	-	-	6	-	-	-	-	-
OTA	68	2.879	-	3	449	-	2	167	-
OTC	-	1.038	-	-	-	-	-	-	-
	<u>144.008</u>	<u>96.441</u>	<u>544</u>	<u>66.672</u>	<u>52.273</u>	<u>14</u>	<u>43.250</u>	<u>24.417</u>	<u>-</u>
Asociadas:									
CDS	131	-	-	1	-	5	390	-	(72)
YPF Gas	15.188	1.767	115	10.079	1.263	8	5.597	775	-
Oldelval	121	19.720	11	62	6.961	10	16	3.521	-
Termap	-	6.883	-	-	2.820	-	-	1.791	-
GPA	-	5.654	-	-	2.444	-	-	1.757	-
Oiltanking	81	8.478	-	10	3.832	-	7	2.368	-
Gas Austral	856	11	1	632	3	-	496	3	-
	<u>16.377</u>	<u>42.513</u>	<u>127</u>	<u>10.784</u>	<u>17.323</u>	<u>23</u>	<u>6.506</u>	<u>10.215</u>	<u>(72)</u>
	<u>160.385</u>	<u>138.954</u>	<u>671</u>	<u>77.456</u>	<u>69.596</u>	<u>37</u>	<u>49.756</u>	<u>34.632</u>	<u>(72)</u>

(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 - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

 DELOITTE & Co. S.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

 ENRIQUE ALFREDO FILA
 Por Comisión Fiscalizadora
 Contador Público U.N.L.P.
 C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**36. 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:

Clientes / Proveedores	Ref.	Saldos			Transacciones		
		Crédito / (Pasivo)			Ingresos / (Costos)		
		2023	2022	2021	2023	2022	2021
SGE	(1) (18)	-	-	1.610	-	-	3.696
SGE	(2) (18)	18.443	12.724	4.397	59.981	25.144	16.473
SGE	(3) (18)	1.835	1.654	472	1.832	1.946	837
SGE	(4) (18)	167	167	188	-	-	-
SGE	(5) (18)	3.250	1.169	131	5.332	1.501	880
SGE	(6) (18)	6.813	6.813	6.775	-	-	-
Ministerio de Transporte	(7) (18)	1.225	1.453	918	6.237	6.498	6.373
AFIP	(8) (18)	16.336	6.744	-	23.898	6.744	-
Secretaría de Industria	(9) (18)	-	-	-	382	422	686
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y AFIP	(10) (18)	-	-	-	-	-	230
CAMMESA	(11)	47.845	19.178	12.779	118.393	55.197	56.633
CAMMESA	(12)	(2.725)	(687)	(1.173)	(15.130)	(3.173)	(8.063)
ENARSA	(13)	20.075	12.522	8.970	43.904	17.534	11.924
ENARSA	(14)	(49.640)	(17.149)	(7.866)	(41.227)	(5.157)	(3.429)
Aerolíneas Argentinas S.A.	(15)	34.653	15.823	2.618	115.317	55.705	12.340
Aerolíneas Argentinas S.A.	(16)	-	-	-	(262)	(197)	(133)
Agua y Saneamientos Argentinos S.A.	(17)	1.926	1.700	1.754	-	-	3.121

(1) Beneficios por el Programa Resolución 46. Ver Nota 35.d.1).

(2) Beneficios por el Plan GasAr 2020-2024 y el Plan GasAr 2023-2028. Ver Nota 35.d.1).

(3) Beneficios por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Ver Nota 35.d.2).

(4) 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 periodos mensuales, iguales y consecutivos.

(5) 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.

(6) Compensación por el Decreto N° 1.053/2018. Ver Nota 35.c.1).

(7) 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.

(8) Beneficios por el RIAIC. Ver Nota 35.e.3).

(9) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA. Se materializa 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 territorio nacional.

(10) Beneficios reconocidos por el Programa de Recuperación Productiva II ("REPRO II") en beneficio de OPESSA. Ver Nota 26.

(11) Ventas de fuel oil, gasoil y gas natural.

(12) Compras de energía eléctrica.

(13) Ventas de gas natural y prestación de servicios de regasificación de GNL y de inspección de obra.

(14) Compras de gas natural y petróleo.

(15) Ventas de aerokerosene.

(16) Compras de millas para el Programa YPF Serviclub.

(17) Venta de activos mantenidos para su disposición.

(18) Ingresos por incentivos reconocidos de acuerdo con la NIC 20. Ver Nota 2.b.12).

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 14, 15 y 21 y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros.

Por otro lado, el Grupo posee Bonos de la República Argentina 2029 y 2030 identificados como inversiones en activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, y letras y bonos emitidos por el Estado Nacional identificados como inversiones en activos financieros a costo amortizado (ver Nota 14). Adicionalmente, el Grupo posee letras del BCRA identificadas como efectivo y equivalentes de efectivo (ver Nota 15).

Asimismo, la Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**36. 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 2023, 2022 y 2021 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de petróleo por parte de YPF por 147.556, 61.498 y 40.941, 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 2023, 2022 y 2021 asciende a 31.003, 8.175 y 3.004, respectivamente.

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 los Vicepresidentes, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Beneficios de corto plazo para empleados ⁽¹⁾	7.778	2.285	1.209
Beneficios basados en acciones	675	178	135
Beneficios posteriores al empleo	200	94	56
Beneficios de terminación	2.357	1.130	154
	<u>11.010</u>	<u>3.687</u>	<u>1.554</u>

(1) No incluye aportes patronales por 1.708, 507 y 257 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

37. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARESPlanes 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 794, 749 y 286 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

Estos programas alcanzan a ciertos empleados del Grupo y son cancelados en efectivo. Se basan en el cumplimiento de objetivos corporativos, de unidad de negocio y de desempeño individual. Se determinan a partir de la remuneración anual del empleado alcanzado, del cálculo de ciertos indicadores relacionados con el cumplimiento de los mencionados objetivos y de la evaluación de desempeño individual.

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño fue de 89.445, 21.657 y 7.082 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**37. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)**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, en adelante el "período de servicio"), constituyendo esta última la condición única y necesaria para acceder a la retribución final pactada.

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 8 de mayo de 2018 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2018-2021 con vigencia por 3 años a partir del 1 de julio de 2018.
- 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.

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 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 30.

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 al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Plan 2018 - 2021

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	237.082
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	-	(230.254)
- Expiradas	-	-	(6.828)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	-	38
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	-	13,60

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2021.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. Tº 82 - Fº 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 Y 2021

**37. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)**Plan 2019 - 2022

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	-	258.904	467.368
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	(192.225)	(182.510)
- Expiradas	-	(66.679)	(25.954)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>258.904</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	50	168
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	9,97	9,97

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2022, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2021.

Plan 2020 - 2023

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	350.796	681.529	985.900
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	(271.817)	(308.298)	(263.914)
- Expiradas	(78.979)	(22.435)	(40.457)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>-</u>	<u>350.796</u>	<u>681.529</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	22	81	180
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	4,75	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 y entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2021.

Plan 2021 - 2024

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	818.823	1.252.400	-
- Concedidas	50.037	-	1.252.400
- Liquidadas	(367.371)	(418.598)	-
- Expiradas	(23.392)	(14.979)	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>478.097</u>	<u>818.823</u>	<u>1.252.400</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	4.954	781	160
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	36,43	8,00	8,00

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2023, en tanto tenía entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2022 y entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2021.

Plan 2022 - 2025

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	962.150	-	-
- Concedidas	69.176	962.150	-
- Liquidadas	(320.649)	-	-
- Expiradas	(69.516)	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>641.161</u>	<u>962.150</u>	<u>-</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	572	136	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	6,67	6,67	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 8 y 20 meses al 31 de diciembre de 2023, en tanto tenía entre 8 y 32 meses al 31 de diciembre de 2022.

Plan 2023 - 2026

	<u>2023</u>	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	-
- Concedidas	778.756 ⁽²⁾	-	-
- Liquidadas	(7.473)	-	-
- Expiradas	(50.915)	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	<u>720.368</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	560	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	14,63	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

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



38. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2023			2022			2021		
	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									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses	50	805,45	40.113	19	176,96	3.436	27	102,52	2.771
Pesos bolivianos	7	115,73	805	7	25,43	177	7	14,73	103
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	30	805,45	23.948	- (2)	176,96	6	28	102,52	2.836
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses	8	805,45	6.738	202	176,96	35.664	25	102,52	2.534
Total del activo no corriente			71.604			39.283			8.244
Activo corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses	133	805,45	107.475	190	176,96	33.631	267	102,52	27.403
Euros	- (2)	889,38	51	2	189,26	336	- (2)	115,89	43
Pesos chilenos	16.550	0,90	14.895	12.424	0,21	2.609	9.733	0,12	1.168
Libras esterlinas	-	-	-	1	214,30	156	-	-	-
Reales	7	166,69	1.167	9	33,94	305	13	18,39	239
Pesos bolivianos	-	-	-	-	-	-	14	14,73	205
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	429	805,45	345.585	598	176,96	105.764	552	102,52	56.589
Euros	- (2)	889,38	17	- (2)	189,26	4	- (2)	115,89	1
Pesos chilenos	9.844	0,90	8.860	18.829	0,21	3.954	11.825	0,12	1.419
Reales	60	166,69	10.001	38	33,94	1.290	54	18,39	993
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses	217	805,45	174.687	171	176,96	30.229	342	102,52	35.063
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>									
Dólares estadounidenses	943	805,45	759.396	374	176,96	66.100	175	102,52	17.952
Pesos chilenos	1.790	0,90	1.611	1.829	0,21	384	1.017	0,12	122
Pesos bolivianos	-	-	-	-	-	-	7	14,73	105
Reales	2	166,69	333	12	33,94	407	18	18,39	331
Total del activo corriente			1.424.078			245.169			141.633
Total del activo			1.495.682			284.452			149.877
Pasivo no corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses	2.611	808,45	2.111.131	2.454	177,16	434.810	2.315	102,72	237.848
Reales	10	166,69	1.667	10	33,94	339	10	18,39	184
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses	324	808,45	261.770	272	177,16	48.224	276	102,72	28.335
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses	6.659	808,45	5.383.420	5.834	177,16	1.033.550	6.321	102,72	649.260
Reales	6	166,69	1.000	4	33,94	136	23	18,39	423
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses	112	808,45	90.185	19	177,16	3.302	9	102,72	968
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses	4	808,45	3.353	4	177,16	732	4	102,72	399
Total del pasivo no corriente			7.852.526			1.521.093			917.417
Pasivo corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses	151	808,45	122.005	133	177,16	23.550	120	102,72	12.360
<u>Impuesto a las ganancias</u>									
Reales	5	166,69	833	5	33,94	170	2	18,39	37
<u>Cargas fiscales</u>									
Pesos Bolivianos	-	-	-	-	-	-	21	14,76	316
Pesos Chilenos	4.476	0,90	4.028	4.495	0,21	944	3.360	0,12	403
Reales	9	166,69	1.500	6	33,94	204	10	18,39	184
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>									
Dólares estadounidenses	10	808,45	7.715	11	177,16	1.862	10	102,72	990
Pesos chilenos	896	0,90	806	-	-	-	430	0,12	52
Reales	2	166,69	333	1	33,94	34	1	18,39	18
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses	340	808,45	274.822	294	177,16	52.056	266	102,72	27.277
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses	1.366	808,45	1.104.012	1.024	177,16	181.477	698	102,72	71.674
Pesos chilenos	896	0,90	806	2.519	0,21	529	2.950	0,12	354
Reales	37	166,69	6.168	57	33,94	1.934	51	18,39	938
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses	122	808,45	98.476	13	177,16	2.359	34	102,72	3.468
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses	1.270	808,45	1.026.712	1.147	177,16	203.236	846	102,72	86.878
Euros	16	894,71	14.760	21	189,92	4.033	20	116,37	2.280
Libras esterlinas	- (2)	426,33	115	- (2)	214,30	95	1	138,54	80
Yenes	9	5,74	53	150	1,35	203	164	0,89	146
Franco suizos	- (2)	963,12	115	- (2)	191,69	69	1	112,40	84
Reales	44	166,69	7.381	36	33,94	1.231	42	18,39	777
Pesos chilenos	4.476	0,90	4.028	4.281	0,21	899	3.379	0,12	405
Total del pasivo corriente			2.674.668			474.885			208.721
Total del pasivo			10.527.194			1.995.978			1.126.138

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 según BNA.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

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

**39. HECHOS POSTERIORES**

El 5 de enero de 2024 la Sociedad anunció una oferta de compra de las ON Clase XXVIII con vencimiento en abril de 2024 emitidas bajo el Programa Global 2008 por el total del capital de US\$ 346 millones, habiendo recibido y aceptado órdenes de compra por US\$ 138 millones, las cuales representan un 40% del monto vigente y fueron completamente canceladas al 7 de febrero de 2024 con sus correspondientes intereses.

El 17 de enero de 2024 la Sociedad emitió bajo el Régimen de Emisor Frecuente en el mercado internacional las ON Clase XXVIII denominadas, integradas y a pagar en dólares a una tasa de interés fija del 9,50% nominal anual con vencimiento en enero de 2031 amortizables en 10 cuotas semestrales a partir de julio de 2026. Las ON Clase XXVIII fueron emitidas por un valor nominal de US\$ 800 millones a un precio de 99,083% con un rendimiento al vencimiento del 9,75% y se encuentran garantizadas. YPF ha abierto una cuenta de reserva y pago en Nueva York a favor de los tenedores de las ON Clase XXVIII 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.

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de YPF resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocio Upstream, principalmente campos maduros relacionados con las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina. Los campos maduros indicados constan de un total de 55 áreas que están siendo segregadas en 18 grupos de activos para su disposición. Esta disposición de activos es consistente con los nuevos 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. Se espera que estos grupos de activos clasifiquen para su reconocimiento como una venta finalizada dentro del año siguiente a la decisión del Directorio de YPF cumpliendo, de esta manera, con todos los requerimientos para ser clasificados como mantenidos para la venta a dicha fecha. En consecuencia, los activos se reclasificarán del rubro "Propiedades, planta y equipo" al rubro "Activos mantenidos para la venta" y la correspondiente provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos al rubro "Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos mantenidos para la venta" como partidas corrientes en el estado de situación financiera. La disposición de estos grupos de activos 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 para su disposición no fueron clasificados como mantenidos para la venta a dicha fecha.

Considerando la decisión del Directorio de YPF antes mencionada, se han evaluado los indicadores de deterioro de valor según la NIC 36 para cada grupo de activos (ver Nota 8). Los activos y pasivos que componen las operaciones para clasificarse como mantenidas para la venta son propiedades, planta y equipo con un importe en libros de 1.532.680, y la correspondiente provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos, con un importe en libros de 1.679.819, al 31 de diciembre de 2023.

Sin perjuicio de lo anterior, el importe en libros de estos activos podrá ajustarse en períodos futuros dependiendo de los resultados del proceso de disposición realizado por YPF y de la contraprestación financiera que se acuerde con terceros por dichos activos. Adicionalmente, el cierre de dichos procesos de disposición estará sujeto al cumplimiento de las condiciones de cierre habituales, incluidas las aprobaciones regulatorias aplicables.

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 2023, 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 2024 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024

ENRIQUE ALFREDO FILA
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.N.L.P.
C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 6 - MARZO - 2024
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 MARIN
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) y sus subsidiarias (que se detallan en la Nota 10 a dichos estados financieros consolidados) que, comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2023, los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios del 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 la 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 Y.P.F. S.A. y sus subsidiarias que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2023, los correspondientes estados de resultados consolidados integrales, de cambios del 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 los controles de los estados contables y la memoria de los administradores.*

Para realizar nuestra tarea hemos considerado la auditoría efectuada por los auditores externos Deloitte & Co. S.A, quienes emiten su informe de fecha 6 de marzo de 2024,

suscripto por el socio de la firma Guillermo D. Cohen, de acuerdo con las normas de auditoría. 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 contables. Una auditoría incluye examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados contables, así como evaluar las normas contables utilizadas, las estimaciones significativas efectuadas por el Directorio de la Sociedad y la presentación de los estados contables 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 contables 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 2023 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 su modificatorias. Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Párrafo de énfasis

Sin modificar nuestra opinión, llamamos la atención respecto de la información contenida en las notas 8 y 39 de los estados contables adjuntos, y del Informe del Auditor en su punto Cuestiones Claves de Auditoría: Deterioro de Propiedades, Planta y Equipo (PP&E) – Unidad generadora de efectivo (UGE) Gas – Cuenca Neuquina y grupos de activos para su disposición.

“Deterioro de Propiedades, Planta y Equipo (PP&E) - Unidad generadora de efectivo (UGE) Gas - Cuenca Neuquina y grupos de activos para su disposición. Ver notas 2.b.5), 2.b.13), 2.c.), 8) y 39) a los estados financieros consolidados.

Descripción de la cuestión clave de la auditoría

La evaluación de deterioro de las propiedades, planta y equipo efectuada por la Sociedad consistió en la comparación del valor recuperable de cada UGE y grupos de activos para su disposición con su valor en libros. La Sociedad determinó el valor recuperable de la UGE basada en su valor de uso y de los grupos de activos para su disposición en base a su valor razonable menos el costo de venta. El cálculo del valor de uso y el valor razonable menos el costo de venta 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. Los grupos de activos para su disposición se evalúan a nivel de cada grupo de activos, por separado de su UGE de acuerdo con la NIC 36. Cambios en estas estimaciones y supuestos sobre el valor recuperable o en el nivel de evaluación en relación con los grupos de activos para su disposición podrían tener un impacto significativo en el valor recuperable de la UGE o los grupos de activos para su disposición, y en el monto de cualquier cargo por deterioro o reversión de cargos por deterioro reconocidos previamente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Sociedad reconoció una pérdida por deterioro de la UGE Gas – Cuenca Neuquina por 176.769 millones de pesos.

El 29 de febrero de 2024 el Directorio de la Sociedad resolvió la disposición de ciertos grupos de activos relacionados con el segmento de negocios upstream (grupos de activos para su disposición), en consecuencia, al 31 de diciembre de 2023 la Compañía reconoció un deterioro de Propiedades, Planta y Equipo por 1.437.603 millones de pesos.

Habida cuenta de los juicios significativos realizados por la Sociedad en la estimación del valor recuperable de la UGE Gas – Cuenca Neuquina y los grupos de activos para su disposición, y en la definición del nivel de evaluación en relación con los grupos de activos para su disposición, 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 de petróleo crudo y gas natural, así como las proyecciones de ingresos futuros, de costos de producción e inversiones futuras, costos de abandono, la tasa de descuento y la definición del nivel de evaluación en relación con los grupos de activos para su disposición, requirieron un alto grado de juicio profesional y una extensión del esfuerzo de auditoría, incluyendo la necesidad de involucrar a nuestros especialistas en valor razonable y realizar una consulta con nuestros especialistas en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Tratamiento de la cuestión clave en nuestra auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría relacionados con la evaluación del valor recuperable de la UGE Gas – Cuenca Neuquina y los grupos de activos para su disposición, 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 de petróleo crudo y gas natural, las proyecciones de ingresos futuros, costos de producción e inversiones futuras, así como la tasa de descuento.*
- Evaluamos al auditor de reservas independiente de la Sociedad mediante: (1) el examen de los informes y la evaluación del alcance del trabajo y los hallazgos, y (2) evaluar la competencia, capacidad y la objetividad mediante el análisis de sus calificaciones y experiencia profesional relevantes.*

- *Probamos la exactitud matemática y la integridad del cálculo de los flujos de efectivo subyacentes utilizados para determinar el valor recuperable de la UGE.*
- *Probamos para una selección de campos la exactitud matemática y la integridad del cálculo de los flujos de efectivo subyacentes utilizados para determinar el valor recuperable de los grupos de activos para su disposición.*
- *Evaluamos la razonabilidad de las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural efectuadas por la Sociedad, probando, para una muestra representativa de campos: (1) 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, probando, para una muestra representativa de campos: (1) la información financiera fuente subyacente en las estimaciones, (2) los perfiles de producción futuros con las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural de la Sociedad, (3) los costos de producción e inversiones y costos de abandono con información histórica y 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: (1) entendiendo cómo la Sociedad desarrolló los supuestos clave y seleccionó la tasa de descuento, (2) probando la información fuente subyacente en los supuestos clave y en la tasa de descuento, y la exactitud matemática del cálculo de la tasa de descuento, y (3) desarrollando un rango de estimaciones independientes de los supuestos clave y la tasa de descuento y comparándolas con las determinadas por la Sociedad.*
- *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) evaluar la competencia, capacidad y la objetividad mediante el análisis de sus calificaciones y experiencia profesional relevantes.*
- *Consultamos con nuestros especialistas en NIIF sobre la evaluación de deterioro a nivel de cada grupo de activos para su disposición, por separado de su UGE.*
- *Leímos y probamos la exactitud e integridad de las revelaciones en los estados financieros consolidados.”*

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 2023 y esta otra información no es parte de los estados financieros ni de la memoria por lo que no está alcanzada en los controles realizados por la comisión fiscalizadora.

Nuestra opinión sobre los estados financieros 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, 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 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, libres de distorsiones significativas, ya sea debido a fraude, errores o irregularidades.

En la preparación de los estados financieros, la Dirección es responsable de evaluar la capacidad del Grupo 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 el Grupo 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 2023, 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 del Grupo.

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 contables y el contenido de la memoria en aquellos temas de nuestra incumbencia profesional.

Como parte de los controles sobre los estados contables, 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 financieros., 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 contables 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, incluida la información revelada, y si los estados contables 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 además, en cumplimiento de disposiciones legales y reglamentarias vigentes, que:

- a. Los estados financieros adjuntos 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 2023 a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino en concepto de aportes y contribuciones previsionales ascendía a \$ 6.264.393.784 y no era exigible a esa fecha.
- c. Se ha 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 N° 294 de la Ley N° 19.550, los que consideramos necesarios de acuerdo con las circunstancias, no teniendo observaciones que formular al respecto.
- e. Se han llevado a cabo los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo previstos en las correspondientes normas profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- f. En virtud de lo requerido por el art. 13), Capítulo II, Título VII de la Resolución General N° 622/13 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 2024.

ENRIQUE ALFREDO FILA

Por Comisión Fiscalizadora

Contador Público U.N.L.P.

C.P.C.E.P.B.A. T° 82 - F° 46