

Memoria

(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)

Contenido

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

II. CONSIDERACIONES GENERALES

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

IV. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

V. POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE COMPENSACIONES Y PROGRAMAS DE BONIFICACIONES E INCENTIVOS

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

VIII. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

IX. PERSPECTIVAS

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Señores Accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2024, que incluyen información comparativa correspondiente a los ejercicios 2023 y 2022 a los efectos de facilitar su entendimiento y comprensión general.

La información contenida en la presente Memoria incluye el análisis y las explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados consolidados de las operaciones del Grupo, y debe ser leída en forma conjunta con los estados financieros de YPF S.A. (en adelante, indistintamente “YPF” o “la Sociedad”) y sus subsidiarias (en adelante, en su conjunto el “Grupo”), junto con sus notas (en adelante, “estados financieros”). Dichos estados financieros se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por sus siglas en inglés). Véase Nota 2.b.1) a los estados financieros consolidados.

I. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

Principales variables

Prácticamente la totalidad de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes en el país. En consecuencia, los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nuestro negocio, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones.

En los últimos años la economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, inestabilidad macroeconómica, devaluaciones de la moneda y altos niveles de inflación.

Según el último Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”) en febrero de 2025, la actividad económica en Argentina en diciembre de 2024 registró una variación positiva de 5,5% respecto de diciembre de 2023, mientras que la variación acumulada de 2024 registró una disminución de 1,8% respecto del año anterior.

En términos de inflación, Argentina ha enfrentado altos índices de inflación que se aceleraron desde los últimos meses de 2023 y hasta febrero de 2024, cuando se observó una desaceleración de las tasas de inflación. Durante 2024, el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 117,8%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 67,1%. Durante 2023, el incremento acumulado del IPC fue de 211,4% mientras que el IPIM aumentó 276,4%.

En términos de balanza comercial, según los datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el superávit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 18.899 millones durante 2024, mientras que en 2023 se registró un déficit que ascendió a US\$ 6.925 millones, explicado por una disminución de las importaciones de 17,5% y un aumento de las exportaciones de 19,4%, en comparación con 2023.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.030,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2024, habiéndose incrementado un 27,7% desde su valor de 806,95 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2023. La cotización promedio de 2024 ascendió a 914,67 pesos por dólar y fue un 210,1% superior al promedio registrado durante 2023 de 294,95 pesos por dólar.

En el marco del Servicio de Facilidades Extendidas (“EFF”) acordado con el FMI, cabe mencionar que en enero de 2024 dicho organismo modificó las metas del acuerdo en función de los planes de estabilización de la nueva administración del Gobierno Nacional, aprobando prorrogar el acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2024 y recalibrar los desembolsos previstos. En junio de 2024 el FMI concluyó la octava revisión trimestral del acuerdo e indicó que las metas fueron sobre cumplidas, habilitando un desembolso de US\$ 800 millones.

En lo relativo al contexto macroeconómico local, existen todavía desafíos relevantes por resolver vinculados con los desbalances macroeconómicos de la economía argentina, entre ellos continuar reduciendo las tasas de inflación, mantener el superávit comercial y fiscal, acumular reservas, administrar la deuda y mejorar la competitividad de la industria local.

En este sentido, las medidas adoptadas por el gobierno nacional están focalizadas en la desregulación de la economía argentina y en la reducción del gasto público y la emisión monetaria, que se han ido implementando a través del Decreto N° 70/2023 (véase Nota 36.i) a los estados financieros consolidados) y de la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742 (“Ley Bases”), publicada en el BO el 8 de julio de 2024 (véase Nota 36.j) a los estados financieros consolidados).

Mercado de hidrocarburos

Nuestra política de precios con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales y locales del petróleo, los precios internacionales de productos refinados, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las fluctuaciones en el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportación, los impuestos locales, márgenes domésticos para nuestros productos, entre otros. Nuestra expectativa es alinear, a través del tiempo, nuestros 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, no podemos asegurar que otros factores críticos que también se consideran en nuestra política de precios (incluyendo, pero no limitado a, cambios en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias, u otras limitaciones que afecten la capacidad de los mercados de enfrentar cambios de precios) no tendrán un impacto adverso en nuestra capacidad de mantener dicha relación, si la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el valor del peso continúan en el futuro próximo.

Durante 2024 las entregas de petróleo en el mercado local fueron negociadas entre empresas productoras y refinadoras. El precio del barril de petróleo Brent promedió US\$ 79,8 en 2024 (una disminución de 2,9% respecto del promedio de 2023). Para los crudos Medanita y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 68,9 y US\$ 72,7, respectivamente, para 2024, en comparación con precios promedio por barril de US\$ 60,8 y US\$ 68,7, respectivamente, para 2023.

En 2023 se iniciaron exportaciones de petróleo a Chile. Respecto de este destino de exportación, durante 2024 se exportaron 11.870 miles de barriles (US\$ 914 millones) mientras que durante 2023 se exportaron 3.786 miles de barriles (US\$ 310 millones). En el cuarto trimestre de 2024 se observó un crecimiento de 106,7% del volumen exportado con respecto al cuarto trimestre de 2023 impulsado por la puesta en funcionamiento del Oleoducto Vaca Muerta Norte en noviembre de 2023. Durante el cuarto trimestre de 2024 se exportaron 3.581 miles de barriles (US\$ 257 millones), en comparación con 1.732 miles de barriles (US\$ 141 millones) en el cuarto trimestre de 2023.

En cuanto al gas natural, en el mercado local, rigen precios principalmente relacionados con programas de incentivos a la producción en Argentina establecidos por el Gobierno Nacional.

II. CONSIDERACIONES GENERALES

Composición accionaria de la Sociedad

Al 31 de diciembre de 2024 su capital social estaba representado 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 totalmente suscripto, integrado y autorizado a la oferta pública.

A continuación, se detalla las tenencias accionarias del capital social de la Sociedad:

	Cantidad de acciones	(%)
Accionistas Clase D:		
Estado Nacional - Ministerio de Economía - Secretaría de Energía ⁽¹⁾	200.589.525	51,000%
Floating ⁽²⁾	192.671.458	48,987%
Accionistas Clase A:		
Estado Nacional - Ministerio de Economía - Secretaría de Energía	3.764	0,001%
Accionistas Clase B:		
Estados Provinciales	7.624	0,002%
Accionistas Clase C:		
Fondo para empleados ⁽³⁾	40.422	0,010%

(1) La Ley N° 26.741 dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF S.A. representado por una participación idéntica de acciones de clase D propiedad, directa o indirectamente, de Repsol. Ver Nota 30 a los estados financieros de la Sociedad.

(2) BYMA y NYSE.

(3) Fondo para empleados (Programa de Propiedad Participada o "PPP") establecido por el gobierno argentino en el proceso de privatización en 1991.

Presentación de los estados financieros consolidados del Grupo

Los estados financieros consolidados del Grupo se presentan de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB y con las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

La estructura de los segmentos de negocio del Grupo, definida teniendo en cuenta los criterios establecidos por la NIIF 8 "Segmentos de operación", está organizada de la siguiente manera:

1. Upstream

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

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

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

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

2. Downstream

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

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

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

3. Gas y Energía

El segmento de negocio de Gas y Energía desarrolla actividades relativas a: (i) el transporte de gas natural a terceros y al segmento de negocio de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de la terminal de regasificación de GNL en Escobar, a través de la contratación de un buque regasificador; (iii) el transporte, acondicionamiento y procesamiento del gas natural retenido en planta para la separación y fraccionamiento de gasolina, propano y butano; (iv) la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas S.A. ("Metrogas"); y (v) el almacenamiento del gas natural producido. Asimismo, a través de 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 negocio de Downstream, la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas, la venta de gasolina, propano y butano al segmento de negocio de Downstream, y la prestación de servicios de regasificación de GNL.

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 negocio de Upstream.

4. Administración Central y Otros

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

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

III. INFORMACIÓN OPERATIVA Y FINANCIERA

Producción de petróleo y gas

El siguiente cuadro presenta, para los períodos indicados, la información consolidada relativa a la producción de petróleo y gas natural:

		Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
		2024	2023	2022
Producción de petróleo y condensado	millones de barriles	94	89	83
Producción de líquidos de gas natural ("NGLs")	millones de barriles	16	16	15
Producción de gas natural	miles de millones de pies cúbicos	484	467	483
Producción total	millones de barriles de petróleo equivalentes ("boe")	196	187	184

Año 2024 vs Año 2023

Análisis de nuestros resultados

El Grupo explica su resultado neto a través del resultado operativo, el cual es gestionado a través de sus segmentos de negocio, y los resultados financieros y el cargo por impuesto a las ganancias los cuales se gestionan a nivel consolidado del Grupo. A fin de alinear las explicaciones del resultado operativo del Grupo con la Nota de Información por segmentos de negocio de los estados financieros consolidados, dichas explicaciones se realizan en dólares (véase Nota 5 a los estados financieros consolidados).

Durante 2024 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 1.480 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 1.248 millones durante 2023. Esto representa un incremento de US\$ 2.728 millones principalmente explicado por:

- Mayores ventas en el mercado externo por US\$ 1.010 millones, principalmente por exportaciones de petróleo por mayores volúmenes de venta.
- Mayores ventas en el mercado local por US\$ 972 millones, principalmente por mayores precios de venta de combustibles, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta, y mayores precios y volúmenes de venta de gas natural (como distribuidores).
- Menores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 2.201 millones.
- Parcialmente compensados por mayores costos por US\$ 57 millones, debido principalmente a mayores costos de producción (US\$ 549 millones) afectados por mayores costos medidos en dólares y una mayor variación de existencias negativa (US\$ 83 millones), compensados parcialmente por menores compras (US\$ 575 millones).
- Mayores gastos de comercialización, gastos de administración y gastos de exploración por US\$ 637 millones, debido a:
 - Mayores gastos de comercialización por US\$ 328 millones, principalmente por mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones, y por desvalorización de créditos por ventas relacionados con montos adeudados por CAMMESA y por la Secretaría de Energía ("SE").
 - Mayores gastos de exploración por US\$ 178 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024 y de pozos principalmente en áreas no convencionales en el cuarto trimestre de 2024.
 - Mayores gastos de administración por US\$ 131 millones, principalmente por sueldos y cargas sociales, y por honorarios y retribuciones por servicios.
- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos de US\$ 761 millones, explicada principalmente por mayores cargos por provisiones por optimizaciones operativas y por indemnizaciones, el resultado de los cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" y menores ingresos por el Programa de Incremento Exportador (véase Nota 28 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados).

Los resultados financieros, netos del Grupo durante 2024 fueron una pérdida de US\$ 695 millones (\$ 545.125 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 897 millones (\$ 620.884 millones) durante 2023. La variación se da como consecuencia de una mayor diferencia de cambio positiva originada por la mayor devaluación del peso observada durante 2023, aplicada sobre una mayor posición monetaria pasiva neta en pesos del Grupo, y a menores intereses de efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones en activos financieros en 2024 respecto a 2023. Véase Nota 29 a los estados financieros consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente a 2024 fue una ganancia de US\$ 1.212 millones (\$ 1.152.367 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 1.020 millones (\$ 653.449 millones) correspondiente a 2023. Véase Nota 18 a los estados financieros consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente a 2024 fue una ganancia de US\$ 2.393 millones (\$ 2.122.815 millones), en comparación con una pérdida de US\$ 1.277 millones (\$ 1.532.745 millones) durante 2023.

A continuación, se explica el resultado operativo a través del análisis de las principales variaciones en los segmentos de negocio:

Upstream

Durante 2024 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 4,4% respecto a 2023, alcanzando 536 mil boe/día.

La producción diaria de petróleo aumentó un 6,0% en 2024 respecto a 2023, promediando 257 mil bbl/día, impulsada por el crecimiento de la producción de petróleo no convencional.

En cuanto a la producción diaria de gas natural, aumentó un 3,4% respecto a 2023, promediando 37,4 Mm³/día, impulsada por un crecimiento de la producción no convencional. Asimismo, la producción diaria de NGLs aumentó un 0,4% en 2024 respecto a 2023.

Durante 2024 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 515 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 1.915 millones durante 2023. Esto representa un incremento de US\$ 2.430 millones principalmente explicado por:

- Mayores ventas por US\$ 1.032 millones, principalmente por ventas intersegmento de petróleo al segmento de Downstream y de gas natural al segmento de Gas y Energía, producto de un incremento en los volúmenes transferidos y en los precios de venta intersegmento promedio.
- Menores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 2.209 millones, generados principalmente por el cargo reconocido en las UGE Petróleo, UGE Gas - Cuenca Austral y UGE Gas - Cuenca Neuquina en el cuarto trimestre de 2023 relacionado con el "Proyecto Campos Maduros", y por el cargo reconocido en la UGE Gas - Cuenca Neuquina en el tercer trimestre de 2023, parcialmente compensados por el cargo reconocido en la UGE Gas - Cuenca Noroeste, en el cuarto trimestre de 2024. Véase Notas 2.c) apartado "Reservas de petróleo y gas", 8 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados.
- Parcialmente compensados por mayores costos y gastos por US\$ 129 millones, debido principalmente a:
 - Mayores costos de extracción ("lifting cost") por US\$ 184 millones, principalmente por un mayor nivel de actividad y por mayores costos medidos en dólares.
 - Mayores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 137 millones, debido a un mayor volumen de producción y un mayor valor en boca de pozo.
 - Mayores gastos de exploración por US\$ 178 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024 y de pozos principalmente en áreas no convencionales en el cuarto trimestre de 2024.
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 258 millones, principalmente por mayores cargos en contrataciones de obras y otros servicios.
 - Parcialmente compensados por menores cargos por depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 628 millones, debido principalmente a una menor base depreciable de propiedades, planta y equipo generada por ciertos grupos de activos que fueron clasificados como mantenidos para la venta en el primer trimestre de 2024 (véase Notas 8 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados), parcialmente compensados por mayores depreciaciones de activos de áreas no convencionales.
- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos por US\$ 682 millones, explicada principalmente por mayores cargos por provisiones por optimizaciones operativas y por indemnizaciones, el resultado de los cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" (véase Notas 28 y 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados).

Downstream

Durante 2024 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 301 mil bbl/día, 2,1% superior a los niveles de procesamiento de 2023. Este aumento se produjo principalmente por: (i) la puesta en marcha del revamping en la unidad Topping D en el Complejo Industrial La Plata en el primer trimestre de 2024; (ii) el aumento de la capacidad de bombeo de petróleo desde Puesto Hernández hacia el Complejo Industrial Luján de Cuyo a partir de 2024; y (iii) la puesta en marcha de las unidades Magnaforming y HTNCB en el marco del proyecto de nuevas especificaciones de combustibles, en el segundo trimestre de 2024 en el Complejo Industrial La Plata.

En 2024 se obtuvo una mayor producción de naftas por 3,7%, de jet fuel por 1,7% y de gasoil por 1,2%.

Durante 2024 la ganancia operativa del segmento de Downstream fue de US\$ 1.306 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 896 millones durante 2023. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 410 millones principalmente explicado por:

- Mayores ventas en el mercado externo por US\$ 968 millones, principalmente por exportaciones de petróleo por mayores volúmenes de venta.
- Parcialmente compensadas por menores ventas en el mercado local por US\$ 66 millones, principalmente por menores volúmenes de ventas por US\$ 586 millones, mayoritariamente de fertilizantes, jet fuel, asfaltos, granos y harinas, lubricantes y bases, carbón y gasoil; parcialmente compensadas por mayores ventas de naftas por US\$ 520 millones por mayores precios de venta.
- Mayores costos y gastos por US\$ 451 millones, debido principalmente a:
 - Mayores costos y gastos, sin considerar el costo de refinación y logística, por US\$ 460 millones principalmente por mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones por US\$ 222 millones, explicado por un incremento de las retenciones a las exportaciones consistente con el aumento de las exportaciones, de combustibles, gas, energía y otros por US\$ 46 millones y de conservación, reparación y mantenimiento por US\$ 56 millones.
 - Una disminución del costo de refinación y logística por US\$ 9 millones.

- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos por US\$ 38 millones, explicada principalmente por menores ingresos por el Programa de Incremento Exportador.
- Mayores cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 3 millones. Véase Nota 3 a los estados financieros consolidados.

Gas y Energía

Durante 2024 la ganancia operativa del segmento de Gas y Energía fue de US\$ 146 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 3 millones durante 2023. Esto representa un incremento de US\$ 149 millones principalmente explicado por:

- Mayores ingresos por US\$ 641 millones, debido principalmente a:
 - Mayores ingresos de Metrogas por US\$ 491 millones, principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de gas natural a los segmentos minorista y grandes clientes.
 - Mayores ventas de gas natural a terceros como productores por US\$ 80 millones, por mayores precios y volúmenes de venta.
- Parcialmente compensados por mayores costos y gastos por US\$ 486 millones, debido principalmente a:
 - Mayores precios y volúmenes de compra de gas natural como productores al segmento de Upstream y a terceros por US\$ 86 millones.
 - Mayores compras de Metrogas por US\$ 207 millones debido a mayores volúmenes y precios de compra de gas natural como distribuidores, en consonancia con el crecimiento de las ventas de este producto.
 - Mayores cargos por desvalorización de créditos por ventas por US\$ 56 millones relacionados principalmente con montos adeudados por CAMMESA y por la SE.
- Una variación negativa en otros resultados operativos, netos por US\$ 6 millones.

Administración Central y Otros

Durante 2024 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 371 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 89 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 282 millones en 2023, debido principalmente a mayores costos y gastos de la Sociedad.

Resultados no trascendidos a terceros ¹

Los principales resultados entre los segmentos de negocio se generan por: (i) las ventas de petróleo y gas natural producidos por el segmento de Upstream a los segmentos de Downstream y de Gas y Energía, respectivamente, y (ii) las ventas de gasolinas, propano y butano producidos por el segmento de Gas y Energía al segmento de Downstream.

Los ajustes de consolidación durante 2024, que corresponden a la eliminación de los resultados operativos entre los distintos segmentos de negocio que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe negativo de US\$ 116 millones comparado con un importe positivo de US\$ 56 millones en 2023. En ambos períodos los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado.

Principales variaciones en activos y pasivos

Al 31 de diciembre de 2024, el activo del Grupo alcanzó los \$ 30.287.297 millones, lo que representó un incremento de 49,9% con respecto al saldo al 31 de diciembre de 2023.

El activo no corriente, que totalizó un valor de \$ 23.287.159 millones, presentó un aumento de 40,1% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de propiedades, planta y equipo de \$ 5.013.996 millones, debido fundamentalmente por las diferencias de conversión por \$ 3.775.302 millones considerando su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Sociedad, y a las altas durante 2024 por \$ 5.356.529 millones; compensado parcialmente por las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por \$ 2.543.237 millones y la reclasificación de activos relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" (véase Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados) al rubro de activos mantenidos para la venta por \$ 1.477.432 millones (el cual incluye \$ 23.924.294 millones, \$ 20.852.844 millones y \$ 1.594.018 millones de valor de origen, depreciación acumulada y provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo, respectivamente).

Las principales inversiones realizadas en el segmento de Upstream durante 2024 continuaron siendo los desarrollos de shale oil en los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Aguada del Chañar ("hub core"). Adicionalmente, durante 2024 se realizaron inversiones para el desarrollo de los bloques La Angostura Sur I y La Angostura Sur II en la concesión de explotación Aguada Toledo - Sierra Barrosa. En lo relativo al petróleo convencional, al igual que en 2023, se continuó con la actividad asociada a recuperación terciaria (inyección de polímeros), con foco en los bloques Manantiales Behr y Chachahuen Sur, con un plan sostenido de ejecución de pilotos y sus consecuentes masificaciones.

¹ Incluidos dentro de Ajustes de consolidación. Véase Nota 5 a los estados financieros consolidados.

Asimismo, se continuó con el desarrollo de gas natural realizando inversiones en shale gas, en los bloques La Calera, Bajada de Añelo, Aguada de La Arena y Aguada Pichana Oeste, así como también en activos convencionales en el bloque Río Neuquén (tight gas).

Durante 2024 las inversiones en el segmento de Downstream se centraron en el avance y puesta en marcha de las obras para la construcción de oleoductos para la evacuación de petróleo no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta, la adecuación de las instalaciones de las refinerías para su tratamiento y la continuidad de las obras para las nuevas especificaciones de combustibles.

En relación con las inversiones para la evacuación de petróleo no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta, un hito del año 2024 fue el inicio de la operación de la planta de almacenamiento y bombeo del oleoducto Vaca Muerta Norte ("VMON") en el tercer trimestre de 2024, con más de 60.000 m³ de capacidad de almacenamiento.

Adicionalmente, se continuó avanzando con el proyecto del oleoducto Vaca Muerta Sur ("VMOS"), destinado a exportar la producción de petróleo no convencional desde la cuenca Neuquina hacia la costa atlántica, mediante la construcción de un oleoducto de 437 km con una capacidad máxima de transporte de 692 kbbl/d que conectará las localidades de Allen y Punta Colorada en la Provincia de Río Negro. En la localidad de Punta Colorada se construirá una terminal terrestre con una capacidad de almacenamiento de 3.774 kbbl y una terminal de despacho offshore. En el cuarto trimestre de 2024, YPF en conjunto con otras compañías de la industria del petróleo y gas firmaron un acuerdo de accionistas para formar una nueva sociedad "VMOS S.A.", cuyo objetivo es la construcción de dicho oleoducto (véase Nota 1 a los estados financieros consolidados). A la fecha de la presente Memoria, el oleoducto se encuentra en construcción y se estima su finalización durante el 2027, junto con las respectivas terminales de almacenamiento y de despacho offshore.

Asimismo, en el primer trimestre de 2024 se inició la construcción del oleoducto Vaca Muerta Oil Centro ("VMOC") que conectará el hub core (área central de la formación Vaca Muerta con el desarrollo petrolero más avanzado de la formación, compuesto por los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Aguada del Chañar) con la localidad de Allen, en la Provincia de Río Negro, el cual se estima que finalice en el primer trimestre de 2025. El oleoducto VMOC habilitará capacidad de evacuación para el oleoducto de la asociada Oleoductos del Valle S.A., con objetivo de abastecimiento del Complejo Industrial La Plata o de exportación; y para el oleoducto VMOS, con objetivo de exportación.

Durante 2024 se continuó trabajando para adecuar las instalaciones de refinación para el adecuado tratamiento del petróleo no convencional proveniente de la formación Vaca Muerta:

- En el Complejo Industrial La Plata ("CILP") el revamping de la unidad de Topping D entró en pleno funcionamiento a partir de enero 2024, permitiendo el procesamiento de mayores volúmenes de petróleo liviano.
- En el Complejo Industrial Luján de Cuyo ("CILC") se continuó con las tareas de revamping de la unidad de Topping III que permitirá un mayor procesamiento de petróleo liviano en el año 2025.
- En el Complejo Industrial Plaza Huinca ("CIPH") se continuó con los trabajos para el montaje de una nueva planta estabilizadora de naftas y un horno, que estarán en funcionamiento durante el primer trimestre de 2025, permitiendo procesar un mayor volumen de petróleo no convencional.

Respecto a las inversiones relacionadas con las nuevas especificaciones de combustibles, se continuó avanzando con obras que tienen el objetivo de reducir el contenido de azufre en naftas y gasoil, establecido por la Resolución SE N° 576/2019, modificada por Resolución SE N° 492/2023. En el CILP, en 2024, se finalizó con el revamping de la unidad de magnaforming y con la nueva planta de hidrotamiento de naftas de coque ("HTNC"), lo que permitió incrementar el volumen de compuestos aromáticos en el blending de naftas. Por otro lado, en el CILC continuaron las obras para mejorar la calidad del gasoil (una nueva unidad de hidrodesulfuración II ("HDS"), una nueva unidad generadora de hidrógeno II ("Hidrogeno II"), y el revamping de la unidad de HDS I).

En el área de Logística se continuó con el plan de inversiones habituales de integridad de las operaciones principalmente asociadas a cambios de tramos de ductos y su mantenimiento. También se continuó trabajando en el mantenimiento de tanques en diferentes terminales de despacho del país.

En el área Comercial, durante 2024, se continuó con el proyecto "Transformación de la red" que ha permitido la renovación de la imagen de la Sociedad en 201 estaciones de servicio de la red YPF.

Durante 2024 las inversiones en el segmento de Gas y Energía se concentraron en la operatoria de midstream gas con la finalización de la renovación de la planta turboexpander en el bloque Loma La Lata, la cual inició operando en modo completo (recuperación de GLP y gasolinas) en el segundo trimestre de 2024. Con el funcionamiento de esta planta la capacidad de procesamiento de la cuenca Neuquina aumentó en 6 Mm³/d de gas natural y 600 toneladas por día de NGL, permitiendo acondicionar el gas natural mejorando el flujo en la red de evacuación.

Asimismo, como parte de la construcción de la red bifásica para la evacuación del gas natural asociado proveniente de la zona norte de la formación Vaca Muerta, durante el tercer trimestre de 2024 se inició la construcción de un gasoducto de 75 kilómetros y 16 pulgadas, con una capacidad de 4,5 Mm³/d, hacia el Complejo Industrial El Portón ("CIEP"), que permitirá el procesamiento de dicho gas natural asociado en el CIEP, donde actualmente existen varias plantas criogénicas y de potencia de compresión para su tratamiento.

Por último, en 2024, finalizó la construcción del gasoducto Las Tacanas de 17 kilómetros y 8 pulgadas, el cual permite la evacuación de 0,7Mm³/d del gas natural de los bloques Aguada Villanueva, Meseta Buena Esperanza y Las Tacanas hacia las instalaciones de la zona sur de la formación Vaca Muerta donde la planta turboexpander de Loma Negra puede procesar este gas natural rico con recuperación de GLP.

En relación con el mercado eléctrico, durante 2024, nuestro negocio conjunto YPF Energía Eléctrica S.A. ("YPF EE") inició la construcción de su quinto parque eólico, Parque Eólico CASA, ubicado en la localidad de Olavarría, Provincia de Buenos Aires, el cual tendrá una potencia instalada de hasta 63 MW; y la construcción del Parque Solar El Quemado, ubicado en la Provincia de Mendoza, cuya potencia instalada será de 305 MW.

El activo corriente, que totalizó un valor de \$ 7.000.138 millones, presentó un aumento de 95,7% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en los rubros de activos mantenidos para la venta (\$ 1.583.158 millones), créditos por ventas (\$ 883.214 millones) y efectivo y equivalentes de efectivo (\$ 245.912 millones) en parte debido a la apreciación de los saldos denominados en dólares en cada rubro, y particularmente en el rubro de activos mantenidos para la venta debido a la reclasificación de activos relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" (véase Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados).

Al 31 de diciembre de 2024, el pasivo del Grupo totalizó \$ 18.055.337 millones, lo que representó un incremento de 40,0% respecto al año anterior.

El pasivo no corriente, que totalizó \$ 9.115.828 millones, tuvo un aumento de 2,1% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de préstamos por \$ 1.857.850 millones fundamentalmente debido a la apreciación de los préstamos denominados en dólares como así también debido a la emisión de obligaciones negociables durante 2024; compensado parcialmente por una disminución de \$ 1.028.775 millones en el rubro de provisiones fundamentalmente debido a la reclasificación de provisiones relacionadas con los activos del "Proyecto Campos Maduros" (véase Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados) al rubro de pasivos asociados con activos mantenidos para la venta por \$ 1.753.996 millones (la cual incluye \$ 1.700.736 millones y \$ 53.260 millones de provisiones para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y para gastos de medioambiente, respectivamente).

El pasivo corriente, que totalizó \$ 8.939.509 millones, tuvo un aumento de 125,2% respecto al año anterior, explicado principalmente por un incremento en el rubro de pasivos asociados con activos mantenidos para la venta (\$ 2.201.617 millones), cuentas por pagar (\$ 1.095.644 millones) y préstamos (\$ 747.571 millones) en parte debido a la apreciación de los saldos denominados en dólares en cada rubro, y particularmente en el rubro de pasivos asociados con activos mantenidos para la venta debido a la reclasificación de pasivos relacionados con el "Proyecto Campos Maduros" (véase Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados).

Liquidez y recursos de capital

	2024	2023
Actividades operativas:		
Resultado neto	2.122.815	(1.532.745)
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>		
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(358.335)	30.909
Depreciación de propiedades, planta y equipo	2.260.099	907.474
Amortización de activos intangibles	42.144	15.116
Depreciación de activos por derecho de uso	247.871	66.025
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	580.176	110.499
Cargo por impuesto a las ganancias	(1.152.367)	653.449
Aumento neto de provisiones	697.376	128.603
Deterioro de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	87.902	1.614.373
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	430.017	(436.258)
Planes de beneficios basados en acciones	6.776	1.191
Resultado por venta de activos	(6.611)	-
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	272.804	-
Otros ingresos por seguros	(5.153)	-
<i>Cambios en activos y pasivos:</i>		
Créditos por ventas	(566.293)	(98.488)
Otros créditos	(486.615)	(69.898)
Inventarios	118.165	38.579
Cuentas por pagar	671.317	317.492
Cargas fiscales	105.230	21.729
Remuneraciones y cargas sociales	267.307	71.273
Otros pasivos	227.614	18.093
Disminución de provisiones por pago/utilización	(163.494)	(146.040)
Activos de contratos	(23.463)	(9.760)
Pasivos de contratos	95.882	17.861
Dividendos cobrados	154.103	59.949
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	-	62
Pagos de impuesto a las ganancias	(26.119)	(5.289)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	5.599.148	1.774.199
Actividades de inversión:		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(5.138.965)	(1.590.926)
Altas de activos mantenidos para la venta	(246.755)	-
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(30)	(1.174)
Cobros por ventas de activos financieros	215.512	149.805
Pagos por adquisición de activos financieros	(224.676)	(109.900)
Intereses cobrados de activos financieros	28.879	25.640
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	136.998	4.329
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(5.229.037)	(1.522.226)
Actividades de financiación:		
Pagos de préstamos	(1.908.219)	(422.145)
Pagos de intereses	(645.077)	(214.032)
Préstamos obtenidos	2.668.015	745.594
Adelantos en cuenta corriente, netos	(45.095)	32.602
Pagos por arrendamientos	(360.180)	(106.401)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(3.103)	(2.454)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(293.659)	33.164
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	169.460	483.945
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	245.912	769.082
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	905.956	136.874
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.151.868	905.956
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	245.912	769.082

Operaciones con sociedades relacionadas

Durante 2024 hubo compras, ventas y operaciones de financiación con sociedades relacionadas, dentro de las condiciones generales de mercado, las que fueron detalladas en la Nota 37 a los estados financieros consolidados y en la Nota 35 a los estados financieros individuales.

IV. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Según lo previsto en nuestro Estatuto, todas las acciones en circulación tienen idéntico derecho a distribución de dividendos. Sobre todas las acciones en circulación a una determinada fecha de registro se paga el mismo dividendo, con la salvedad de que las acciones emitidas durante el período al que corresponde un dividendo pueden tener derecho solamente a un dividendo parcial con respecto a ese período si así lo resolviera la Asamblea de Accionistas que aprobara su emisión. A la fecha de la presente Memoria, la Sociedad no ha emitido acciones preferidas.

El monto y el pago de dividendos se decide por mayoría absoluta de votos de los accionistas presentes en la Asamblea de Accionistas votando como una única clase, por lo general, aunque no necesariamente, de acuerdo con las recomendaciones del Directorio. Por otra parte, conforme con lo previsto en la Ley General de Sociedades N° 19.550 ("LGS"), el Directorio puede resolver la distribución de dividendos anticipados, previo cumplimiento de ciertos requisitos.

Si bien la Sociedad no ha adoptado una política formal en materia de dividendos, en cada ejercicio social el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de realizar una recomendación de pagar dividendos a los accionistas, dentro del marco de una gestión que considerará, entre otros factores, los requerimientos de capital relacionados con los planes de inversión, la atención de los servicios de deuda, las necesidades de capital de trabajo, las restricciones legales, regulatorias, impositivas y/o contractuales que aplicaren en cada momento, y las condiciones generales del contexto económico y financiero.

V. POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO Y PLANES DE COMPENSACIONES Y PROGRAMAS DE BONIFICACIONES E INCENTIVOS

Remuneraciones al Directorio

La LGS establece que la compensación anual pagada a los miembros del Directorio (incluyendo aquellos que se desempeñen como ejecutivos de la Sociedad), y del Consejo de Vigilancia, en su caso, incluyendo sueldo y otras remuneraciones por el desempeño de funciones técnico-administrativas de carácter permanente, no puede exceder el 5% del resultado neto del ejercicio si no se distribuyeran dividendos por ese período, pudiendo incrementarse (proporcionalmente a la distribución de dividendos) hasta un 25% del resultado neto cuando se repartan el total de las ganancias, si se distribuyeran dividendos.

En caso del ejercicio de comisiones especiales o funciones técnico-administrativas por parte de uno o más directores, frente a ganancias reducidas o inexistencia de ganancias, sólo podrán hacerse efectivas tales remuneraciones en exceso de los límites antes mencionados, si fuesen expresamente acordadas por la Asamblea de Accionistas, a cuyo efecto deberá incluirse el asunto como uno de los puntos del orden del día. La retribución de los miembros del Directorio requiere de la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

El 26 de abril de 2024, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad autorizó al Directorio a realizar pagos a cuenta de honorarios de Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio 2024 por hasta la suma de \$ 10.189.823.464. Los honorarios asignados al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora durante el ejercicio 2024 serán puestos a consideración de la Asamblea de Accionistas que considerará los estados financieros del referido ejercicio.

Planes de compensaciones y programas de bonificaciones e incentivos

Nuestra política de remuneraciones busca asegurar la competitividad externa y mantener la equidad interna. Realizamos monitoreos permanentes con encuestas de mercado a fin de definir la estructura salarial para el personal fuera de convenio colectivo y la propuesta de valor integral que nos garantice la competitividad y la retención del personal clave.

Como parte de esa propuesta, YPF cuenta con programas de pago variable a corto plazo que alcanzan a ciertos empleados, los cuales son cancelados en efectivo y se basan principalmente en el cumplimiento de objetivos y el desempeño individual. Adicionalmente, a partir de 2024 se implementó una nueva compensación variable anual por los resultados del Grupo ("CVR"), que se pagará siempre que los mismos sean positivos.

La Sociedad cuenta además con un plan de pago variable a mediano plazo basado en acciones para niveles gerenciales y personal clave, con un vesting anual durante los 36 meses que dura cada plan. Por último, en abril de 2024, la Sociedad adoptó el "Plan de Generación de Valor", que es un programa de remuneración a largo plazo para los miembros elegibles de la gerencia de YPF, aprobado por el Comité de Nombramientos y Remuneraciones de la Sociedad con el apoyo de una consultora internacional de gestión de recursos humanos, que asesoró en su diseño e implementación.

Para más información, véase Nota 38 a los estados financieros consolidados.

VI. GESTIÓN DE LA SOCIEDAD Y SISTEMA DE CONTROL INTERNO

Gestión de la Sociedad

Al 31 de diciembre de 2024, el Directorio de la Sociedad se encontraba integrado de la siguiente forma:

Cargo	Nombre	Representante de	Período
Director Titular y Presidente	Horacio Daniel Marín	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Carlos Manuel Bastos	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	José Rolandi	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Eduardo Alberto Ottino	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Omar Gutiérrez	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Emiliano José Mongilardi	Clase D	3 ejercicios
Directora Titular	Marilina José Jaramillo	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	César Rodolfo Biffi	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Ignacio Ezequiel Bruera	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Gerardo Damián Canseco	Clase D	3 ejercicios
Director Titular	Guillermo Alberto Francos	Clase A	3 ejercicios
Director Suplente	Santiago Martínez Tanoira	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	Silvia Noemí Ayala	Clase D	3 ejercicios
Director Suplente	Mauricio Alejandro Martín	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	María Martina Azcurra	Clase D	3 ejercicios
Director Suplente	Guillermo Gustavo Koenig	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	Carla Antonela Matarese	Clase D	3 ejercicios
Director Suplente	Hugo Eduardo Rodríguez	Clase D	3 ejercicios
Directora Suplente	Pamela Fernanda Verasav	Clase D	3 ejercicios
Director Suplente	Julio Alejandro Schiantarelli	Clase D	3 ejercicios

Informe sobre el Código de Gobierno Societario

En el Anexo I se incluye el Informe sobre el Código de Gobierno Societario con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el punto a.1) del apartado a) del artículo 1, Sección I, Capítulo I, Título IV de las normas de la CNV.

Sistema de control interno

En el apartado E del Anexo I (AMBIENTE DE CONTROL), se exponen las características del Sistema de control interno que posee implementado la Sociedad.

VII. CUESTIONES AMBIENTALES

YPF cuenta con un enfoque de sustentabilidad en su triple dimensión, Económica, Ambiental y Social, para desarrollar su negocio.

En este sentido, mantiene Políticas de Sustentabilidad y de Calidad, Ambiente y Seguridad, un Modelo de Gestión de Excelencia Operacional y cuatro ejes prioritarios basados en temas materiales para el negocio y las partes interesadas: (i) producción sostenible; (ii) clima y energía; (iii) cuidado de las personas; y (iv) creación de valor compartido con las comunidades y la cadena de valor, que contribuye a la estrategia de negocio, así como a la agenda de crecimiento del país. Para cada uno de ellos se publica anualmente información relevante de desempeño.

Buscamos integrar el enfoque de Sustentabilidad en todos los niveles de la organización y hacemos extensivas nuestras Políticas a contratistas. Se cuenta con un área específica de Sustentabilidad, al tiempo que la Gerencia de Primera Línea supervisa los temas relevantes en la materia de cada negocio. Es una responsabilidad de cada una de las áreas de negocio y áreas transversales llevar adelante los proyectos e iniciativas vinculados a la sustentabilidad. Asimismo, el Directorio de YPF S.A. monitorea temas relacionados a sustentabilidad a través de su Comité de Riesgos y Sustentabilidad.

Social

Además de cumplir con leyes y regulaciones vigentes en Argentina relativas a condiciones de trabajo, el cuidado de la salud y la seguridad de las personas, respeto a las comunidades con las que interactúa, YPF cuenta con políticas internas en el marco de la cual se desarrollan las actividades y accionan los equipos de trabajo.

Respecto de nuestros empleados, continuaron los programas de desarrollo del capital humano, mientras que el índice de frecuencia de accidentes para el año 2024 fue de 0,13 por millón de horas trabajadas consolidando su tendencia a la baja por tercer año consecutivo.

Nuestras actividades industriales y comerciales contribuyen a la creación de empleo y el desarrollo de las comunidades en las que opera la Compañía. Al mismo tiempo, junto a la Fundación YPF se realizan inversiones sociales directas en el marco de la política corporativa de Donaciones y Acciones de Inversión Social y considerando siempre los contextos locales. Estas acciones, enfocadas en educación y desarrollo local, nos permiten ser parte activa de soluciones que contribuyen con la calidad de vida de las comunidades cercanas a nuestros centros de producción y de la sociedad en general del país. Posibilitan, además, fortalecer la licencia social para operar, así como el compromiso interno de empleados y su participación en acciones de voluntariado. Las iniciativas, en muchos casos, se basan en alianzas estratégicas con actores relevantes del ámbito público y privado.

Gobernanza

YPF cuenta con un sistema de gobierno corporativo robusto tal como se describe en nuestro Código de Gobierno Corporativo, así como con un modelo corporativo para administrar los riesgos, incluidos aquellos vinculados a la sustentabilidad, basado en las normas ISO 31000, COSO, ERM, y nuestra Política y Norma corporativa de gestión de riesgos.

Durante el año 2024, continuamos con la implementación del Programa de Integridad de la Sociedad, medimos nuestros avances en materia de sustentabilidad en función de temas prioritarios con objetivos anuales y plurianuales, reportamos desempeño ASG y realizamos evaluación externa voluntaria.

Medio ambiente

Nuestras operaciones están sujetas a un gran número de leyes y regulaciones relacionadas con el impacto general de las operaciones industriales sobre el medioambiente, que incluyen las emisiones atmosféricas, la disposición o remediación del suelo o aguas contaminadas con residuos tóxicos o peligrosos, las especificaciones de los combustibles para tratar las emisiones atmosféricas y el efecto del medioambiente en la salud y la seguridad. Continuamos durante el año 2024, realizando gastos e inversiones para garantizar la confiabilidad e integridad de nuestros activos y operaciones, así como para cumplir con dichas leyes y regulaciones.

Contamos para la gestión con un Modelo de Excelencia Operacional, el cual está alineado con nuestra Política Corporativa de Gestión de Riesgos en relación con nuestros activos, procesos, negocios y proyectos, integrando, en todas las etapas de sus ciclos de vida, criterios y acciones preventivas para la protección del medioambiente, la seguridad, la salud, la calidad, la integridad y la confiabilidad. Operamos no sólo en cumplimiento de las políticas, normas y procedimientos dentro del marco legal y regulatorio actual de Argentina, sino también adoptando proactivamente estándares de referencia en caso de ausencia de legislación específica.

Durante 2024, continuamos trabajando en la gestión del agua (con foco no solo en la optimización del uso del recurso, sino en la identificación de riesgos hídricos) y de residuos (con un importante progreso hecho en materia de reducción de residuos peligrosos enviados a tratamiento externo), así como en el mantenimiento del sistema de preparación y respuesta ante derrames, como en nuevas energías.

Descarbonización de operaciones

Como una compañía de energía, cuyo portafolio principal seguirá concentrado en los próximos años en el petróleo y el gas, también nos estamos preparando, en la estrategia de mediano y largo plazo de la Sociedad, para los nuevos escenarios que puede traer la transición energética a nivel global teniendo en cuenta la adaptación de nuestras operaciones a eventos climáticos extremos. Respecto a su trabajo para la reducción de emisiones de carbono de sus operaciones de petróleo y gas, las principales iniciativas se centran en la eficiencia para reducción de las emisiones operativas, que se ve impulsada por el foco en la formación Vaca Muerta que se desarrolla con menores emisiones de CO₂ equivalente por barril que las operaciones convencionales, mientras se trabaja en la monetización del gas natural a través de la exportación de GNL y se exploran nuevos negocios con baja emisión de carbono, iniciativas de compensación y programas de adaptación de las operaciones a futuros escenarios riesgos potenciales.

El objetivo para reducir la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de alcance 1 y 2 en las operaciones de no convencional a menos de 10 kg de CO₂ e/boe a 2030, se complementa con las ambiciones de reducción de 30% de metano y cero flaring de rutina a la misma fecha. En este sentido, entre 2023 y 2024, las emisiones de CO₂e del Upstream se redujeron cerca de un 6%, logrando un buen progreso en términos de descarbonización para la sociedad.

Por otro lado, el desarrollo de portafolio de Nuevas Energías focaliza los esfuerzos en tres líneas de negocios: combustibles bajos en carbono, energías eléctrica y renovables y soluciones para la gestión del carbono.

VIII. RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

Determinación de reservas y su evolución

La información que se presenta a continuación se encuentra en cumplimiento con los requerimientos del punto 8 del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV relativo a “Información sobre reservas petroleras y gasíferas”.

Las reservas comprobadas representan cantidades estimadas de petróleo (incluyendo condensados), NGLs y gas natural, para las cuales la información geológica y de ingeniería disponible demuestra con certeza razonable que podrán ser extraídas en el futuro de yacimientos conocidos, teniendo en cuenta las condiciones económicas y operativas existentes al cierre del ejercicio. Las reservas comprobadas desarrolladas son reservas comprobadas con razonables expectativas de ser extraídas mediante las condiciones actuales de operación de pozos, métodos operativos, equipos y plantas.

Las estimaciones de reservas comprobadas fueron preparadas usando métodos de ingeniería y geológicos estándar generalmente aceptados por la industria de petróleo y gas, y de acuerdo con las regulaciones vigentes de la SEC y de la CNV. La elección del método o combinación de métodos empleados en el análisis de cada yacimiento fue efectuada en base a la experiencia en el área, el grado de desarrollo, calidad y confiabilidad de la información fuente, y la historia de producción. Existen incertidumbres inherentes al pronóstico de perfiles de producción futura y de los costos de desarrollo, y a la estimación de las reservas comprobadas, incluyendo algunos factores que escapan al control de la Sociedad. La ingeniería de reservorios comprende procesos de estimación de las acumulaciones de petróleo y gas en el subsuelo, que no pueden ser medidas de una manera exacta, y la exactitud de cualquier estimación de reservas está en función de la calidad de la información disponible, y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Como resultado de ello, las estimaciones realizadas por diferentes profesionales a menudo varían. Adicionalmente, los resultados de perforaciones, verificaciones y producción posteriores a la fecha de cualquier estimación pueden justificar una revisión de dicha estimación. Por lo tanto, las estimaciones de reservas de petróleo y gas son revisadas a partir de los resultados y la evolución de la información. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de la precisión de la información y los métodos sobre los cuales se basan. Las reservas de petróleo y gas estimadas fueron sujetas a una evaluación económica para determinar sus límites económicos.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas de petróleo y gas excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas de petróleo y gas, aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen regalías. YPF aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción de petróleo y gas.

Los siguientes cuadros reflejan las reservas estimadas de petróleo y condensado, NGLs y gas natural, y su evolución, al 31 de diciembre de 2024:

	Petróleo y condensado	
	(millones de barriles)	
	Al 31 de diciembre de 2024	
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	546	546
Revisiones de estimaciones anteriores	10	10
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	97	97
Compras y ventas	(11)	(11)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(94)	(94)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	548	548
<u>Reservas comprobadas desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	263	263
Saldos al cierre del ejercicio	284	284
<u>Reservas comprobadas no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	283	283
Saldos al cierre del ejercicio	264	264

- (1) Nuestras reservas comprobadas de petróleo y condensado al 31 de diciembre de 2024 incluyen un volumen estimado de 71 Mbbl relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Asimismo, la producción de petróleo y condensado para el año 2024 incluye un volumen estimado de 13 Mbbl relativos a los citados importes a pagar.

	NGLs	
	(millones de barriles)	
	Al 31 de diciembre de 2024	
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	74	74
Revisiones de estimaciones anteriores	(1)	(1)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	12	12
Compras y ventas	-	-
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(16)	(16)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	69	69
<u>Reservas comprobadas desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	41	41
Saldos al cierre del ejercicio	44	44
<u>Reservas comprobadas no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	33	33
Saldos al cierre del ejercicio	25	25

- (1) Nuestras reservas comprobadas de NGLs al 31 de diciembre de 2024 incluyen un volumen estimado de 9 Mbbl relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Asimismo, la producción de NGLs para el año 2024 incluye un volumen estimado de 2 Mbbl relativos a los citados importes a pagar.

	Gas natural	
	(miles de millones de pies cúbicos)	
	Al 31 de diciembre de 2024	
	Argentina	Consolidado
<u>Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	2.536	2.536
Revisiones de estimaciones anteriores	(144)	(144)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	781	781
Compras y ventas	(1)	(1)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(484)	(484)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	2.688	2.688
<u>Reservas comprobadas desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	1.656	1.656
Saldos al cierre del ejercicio	1.627	1.627
<u>Reservas comprobadas no desarrolladas</u>		
Saldos al inicio del ejercicio	880	880
Saldos al cierre del ejercicio	1.061	1.061

(1) Nuestras reservas comprobadas de gas natural al 31 de diciembre de 2024 incluyen un volumen estimado de 309 bcf, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. Asimismo, la producción de gas natural para el año 2024 incluye un volumen estimado de 55 bcf relativos a los citados importes a pagar.

En el año 2024 la incorporación neta de reservas comprobadas (desarrolladas y no desarrolladas) de hidrocarburos fue de 220 millones de boe. Este resultado neto se debió a la incorporación de 113 millones de boe correspondientes a reservas de gas natural, y una incorporación de 107 millones de barriles correspondientes a líquidos (petróleo, condensado, gasolinas y NGLs). De esta manera, y teniendo en consideración la producción del período por 196 millones de boe, las reservas comprobadas crecieron un 2,2%, de 1.072 millones de boe a 1.096 millones de boe.

En consecuencia, en el año 2024 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 112%, mientras que en el año 2023 la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 39%.

En la cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas de gas y petróleo no convencional. En el caso de las reservas de petróleo, las principales áreas con incorporaciones fueron Loma La Lata Norte y Aguada del Chañar. Las áreas de Aguada Pichana Oeste y La Calera lograron las principales incorporaciones de reservas de gas natural.

Al 31 de diciembre de 2024 las principales áreas de reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, Aguada Pichana Oeste, Rincón del Mangrullo, La Calera, Bandurria Sur, Aguada de la Arena, Manantiales Behr, Río Neuquén y Aguada del Chañar.

Restringiendo el análisis solamente a campos no convencionales, la tasa de reemplazo de reservas comprobadas fue de 192%.

Con posterioridad al cierre de reservas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, y tal lo decidido por el Directorio de la Sociedad en su reunión del 29 de febrero de 2024, la Sociedad inició un proceso de desinversión de ciertos campos maduros con un volumen de aproximadamente 85 millones de boe de reservas comprobadas, principalmente de petróleo. Durante 2024, YPF firmó distintos acuerdos de cesión de áreas de los cuales, al 31 de diciembre de 2024, se produjo el cierre de la transacción efectivizando la cesión por parte de YPF de 3 áreas de concesión a nuevos operadores, siendo el volumen asociado a las áreas restantes de aproximadamente 37 millones de boe. Para más información véase Nota 11 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros consolidados.

Sin considerar la influencia de los volúmenes de producción y reservas asociados al "Proyecto Campos Maduros", la tasa de reemplazo fue de 146%.

Control interno y auditoría de reservas de petróleo y gas

Todas nuestras reservas de petróleo y gas han sido estimadas por nuestros ingenieros en petróleo. Con el objeto de lograr un estándar alto de "certeza razonable", las reservas estimadas se declaran tomando en cuenta guías adicionales tales como las relacionadas con los requerimientos de productividad económica del reservorio, extensiones razonables del área de reservas comprobadas, los mecanismos de extracción y los métodos de recuperación mejorada, la comercialización conforme a las condiciones económicas y operativas existentes y la madurez del proyecto.

Las estimaciones de recuperación final son generalmente validadas mediante la aplicación de factores de recuperación a las cantidades originales de petróleo en el sitio. Esos factores se basan en el tipo de energía inherente del reservorio, el análisis de las propiedades de los fluidos y las rocas, la posición estructural de los reservorios y su historial de producción. En algunos casos, se comparan reservorios que tengan producciones similares en las áreas donde se encuentren disponibles datos más completos.

Nuestras reservas al 31 de diciembre de 2024 fueron estimadas internamente y auditadas de acuerdo con el procedimiento de control de calidad, el cual está integrado dentro del sistema de control interno de YPF.

Auditoría de Reservas (“AR”) está separada y es independiente del segmento de Upstream. La actividad de AR es supervisada por el Comité de Auditoría de YPF, que es responsable también de supervisar los sistemas y procedimientos utilizados para el registro y el control interno sobre las reservas de petróleo y gas de la Sociedad. Los objetivos primordiales de AR son asegurarse de que las estimaciones y declaraciones de reservas comprobadas de YPF cumplen con las reglas y definiciones de la SEC, del Financial Accounting Standard Board (“FASB”) y la Sarbanes-Oxley Act de Estados Unidos, así como también evaluar los cambios anuales en las estimaciones de reservas y el registro de las reservas comprobadas. AR es responsable de preparar la información a ser difundida públicamente con relación a nuestras reservas comprobadas de petróleo, condensado, NGLs y gas natural. Asimismo, es también responsabilidad de AR brindar formación al personal involucrado en la estimación de reservas y en el proceso de reporte dentro de YPF. AR es gestionada y está integrada por personas que cuentan con un promedio cercano a 20 años de experiencia técnica en la industria de petróleo y gas, incluyendo experiencia en la clasificación y categorización de reservas de acuerdo con las normas de la SEC. El personal de AR incluye diversas personas que cuentan con títulos superiores, ya sea en ingeniería o geología, así como otras que cuentan con licenciaturas en varios estudios técnicos.

Todos los volúmenes registrados son sometidos a auditorías de reservas por un tercero en forma periódica. Los yacimientos sometidos a auditorías de reservas externas para cada año se seleccionan conforme a los siguientes parámetros: (i) todos los yacimientos en un ciclo de 3 años; y (ii) todos los yacimientos recientemente adquiridos que no fueran sometidos a una auditoría previa, estimación o revisión durante el ciclo anterior, y también todos aquellos en los cuales se encuentra disponible nueva información que podría afectar materialmente las estimaciones de reservas anteriores.

Para aquellas áreas sometidas a auditorías externas, las estimaciones de YPF de reservas comprobadas deben estar dentro de la tolerancia del 7% o 10 millones de boe de las estimaciones del auditor externo para que YPF declare que el auditor externo ha ratificado los volúmenes de reservas comprobadas. En el caso de que la diferencia fuera mayor que el mencionado nivel de tolerancia, YPF efectuará una nueva estimación de las reservas comprobadas con el objeto de alcanzar ese nivel de tolerancia, o deberá reportar las cifras que surgen del trabajo del auditor externo.

En 2024 DeGolyer and MacNaughton auditó, bajo los criterios de la SEC, ciertas áreas de YPF, operadas y no operadas, de las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Noroeste y Cuyana. Estas auditorías fueron realizadas con fecha 31 de diciembre de 2024 y las áreas auditadas contienen en conjunto de acuerdo con nuestra estimación 381 millones de boe de reservas comprobadas netas, lo cual representa el 35% del total de nuestras reservas comprobadas netas a esa fecha.

Asimismo, YPF realiza estimaciones de reservas bajo los criterios del Petroleum Resources Management System (“PRMS”). Al 31 de diciembre de 2024 DeGolyer and MacNaughton auditó el 100% de las áreas de YPF bajo este criterio, aunque no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC. Para más información véase Nota 2.c) apartado “Reservas de petróleo y gas” a los estados financieros consolidados.

Además, se nos requiere, de conformidad con las Resoluciones N° 69/2016 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y N° 324/2006 de la ex Secretaría de Energía, que presentemos en forma anual hasta el 31 de marzo de cada año, detalles de nuestras estimaciones de reservas de petróleo y gas y recursos ante la SE, según se define en dichas Resoluciones, con la certificación de un auditor externo de reservas. Dicha certificación y auditoría externa solamente tiene el alcance que se establece en las Resoluciones N° 69/2016 y 324/2006 y no deben interpretarse como una certificación o auditoría externa de las reservas de petróleo y gas bajo las normas de la SEC.

Hemos presentado el informe correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas presentadas ante la SE son significativamente superiores a las estimaciones de nuestras reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en la presente Memoria, debido principalmente a que: (i) la información presentada ante la SE incluye todas las propiedades de las que somos operadores, independientemente del nivel de participación en dichas propiedades; (ii) la información presentada ante la SE incluye otras categorías de reservas y recursos diferentes a las reservas comprobadas que no se incluyen en esta Memoria, la cual contiene solamente estimaciones de reservas comprobadas de acuerdo con la regulación de la SEC; y (iii) la definición de reservas comprobadas en virtud de las Resoluciones N° 69/2016 y 324/2006 es diferente de la definición de reservas comprobadas de petróleo y gas establecida en la Norma 4-10(a) de la Regulación S-X de la SEC. Por ende, todas las estimaciones de reservas comprobadas de petróleo y gas incluidas en esta Memoria reflejan solamente las reservas de petróleo y gas en forma acorde con las normas y requisitos de información de la SEC.

IX. PERSPECTIVAS

Durante 2025 la Sociedad continuará enfocando sus esfuerzos en los 4 pilares básicos de su plan estratégico: (i) foco en lo más rentable acelerando la monetización del petróleo no convencional de Vaca Muerta; (ii) una gestión activa del portafolio para lograr la asignación más eficiente del capital; (iii) aumento de la eficiencia en los segmentos de Upstream y de Downstream, eliminando cuellos de botella en la infraestructura para la producción del petróleo no convencional de Vaca Muerta; y (iv) gestión de las tareas que viabilicen el proyecto de GNL a largo plazo.

Asimismo, la Sociedad continuará enfocada en la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (véase Notas 17 y 34 a los estados financieros consolidados). La Sociedad monitorea en forma continua su evolución, el potencial impacto de las mismas en los resultados y la situación financiera del Grupo, como asimismo los cursos de acción a seguir y medidas a adoptar.

X. PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

Según los estados financieros individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, la ganancia neta del ejercicio 2024 es de \$ 2.077.482 millones y las ganancias acumuladas (resultados no asignados) al 31 de diciembre de 2024 ascendieron a la suma de \$ 2.491.779 millones, las cuales incluyen ganancias del ejercicio 2024 por \$ 2.077.482 millones, saldos restringidos a la distribución de resultados por \$ 72.137 millones y diferencias de conversión del ejercicio 2024 por \$ 357.810 millones. En función de la política contable en los términos previstos en el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, se apropiaron las diferencias de conversión del ejercicio 2024 de la cuenta de “Otros Resultados Integrales” a cada uno de los componentes del patrimonio que les dieron origen, tal como se expone en Nota 2.b.10) a los estados financieros consolidados, por lo que resultó necesario apropiarse la suma de \$ 954.189 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2024 de la cuenta de “Otros Resultados Integrales” al incremento de la reserva para inversiones (\$ 946.226 millones) y la reserva para compra de acciones propias (\$ 7.963 millones). Al 31 de diciembre de 2024, el total del patrimonio neto de la Sociedad es positivo y asciende a \$ 12.007.597 millones, no encontrándose la Sociedad alcanzada por las disposiciones del artículo 206 ni del artículo 94 inciso 5 de la LGS.

De acuerdo con los apartados c) y e) del punto 11 del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, por nota a los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, se informa que existe una restricción a la distribución de los resultados no asignados por un total de \$ 72.137 millones, el cual se compone de: i) acciones propias en cartera, mientras se mantengan en cartera las acciones propias adquiridas por la Sociedad por un importe equivalente al costo de adquisición de acciones propias por \$ 9.655 millones; (ii) prima de negociación de acciones propias, cuando el saldo de la cuenta de “Prima de Negociación de Acciones Propias” fuera negativo, por el saldo negativo de dicha cuenta por \$ 2.546 millones; y (iii) las diferencias de conversión apropiadas por \$ 65.028 millones.

El Directorio estima conveniente proponer a la Asamblea de Accionistas, previa deducción de los montos cuya distribución se encuentra restringida conforme al párrafo precedente, es decir respecto de la suma de \$ 6.821.548 millones, lo siguiente:

- (i) Desafectar íntegramente la reserva para inversiones y la reserva para compra de acciones propias.
- (ii) Destinar la suma de \$ 34.205 millones a constituir una reserva para la adquisición de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno para su afectación a los planes de beneficios basados en acciones (de acuerdo con los artículos 64 y 67 de la Ley N° 26.831). Véase “Política de remuneraciones al Directorio” y “Planes de compensaciones y programas de bonificaciones e incentivos”.
- (iii) Destinar la suma de \$ 6.787.343 millones a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS.

Asimismo, el artículo 70 de la LGS establece que debe destinarse a la Reserva Legal no menos del 5% de las ganancias realizadas y líquidas que arroje el resultado del ejercicio hasta que la misma alcance un monto igual al 20% del capital social, hecho que se ha cumplido durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Asimismo, conforme el apartado 12.c) del artículo 3, Capítulo III, Título IV de las normas de la CNV, se informa que en virtud de las diferencias de conversión acumuladas asociadas al capital social y ajuste de capital resultó necesario apropiarse la suma de \$ 175.904 millones correspondientes a las diferencias de conversión del ejercicio 2024 en la cuenta de “Otros Resultados Integrales” al incremento de dicha Reserva.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por artículo 66 de la LGS.

EL DIRECTORIO

Buenos Aires, 6 de marzo de 2025