PROSPECTO EMISOR FRECUENTE

PAN AMERICAN ENERGY, S.L., SUCURSAL ARGENTINA

Emisor Frecuente N°12.

Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina (la "Emisora" o la "Sucursal" indistintamente) (CUIT 30-69554247-6), con sede social sita en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, número de teléfono (+5411) 4310-4100, página web: www.pan-energy.com (la "Página Web de la Emisora"), correo electrónico: cnv@pan-energy.com.

Registro de Emisor Frecuente N°12 otorgado por las siguientes Disposiciones de la Gerente de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") N°DI-2020-34-APN-GE#CNV de fecha 3 de julio de 2020, N°DI-2020-42-APN-GE#CNV de fecha 4 de septiembre de 2020, N°DI-2021-9-APN-GE#CNV de fecha 29 de marzo de 2021, N°DI-2022-14-APN-GE#CNV de fecha 5 de mayo de 2022, N°DI-2023-18-APN-GE#CNV de fecha 11 de mayo de 2023, N°DI-2024-19-APN-GE#CNV de fecha 4 de abril de 2024, y N°DI-2025-50-APN-GE#CNV de fecha 9 de abril de 2025. Asimismo, en virtud de la Disposición del Subgerente de Emisiones de Renta Fija de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2026-68-APN-GE#CNV de fecha 22 de mayo de 2026, se aprobó el aumento del monto bajo el Registro de Emisor Frecuente, pudiendo la Emisora emitir y/o reemitir clases y/o series de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente (según dicho término se define más adelante) por hasta la suma de US$1.717.074.961 (Dólares Estadounidenses mil setecientos diecisiete millones setenta y cuatro mil novecientos sesenta y uno) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor), quedando establecido que a la fecha del presente Prospecto, el monto disponible para emitir y/o reemitir clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente es de US$1.000 millones (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor).

Las mencionadas autorizaciones sólo significan que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en este prospecto (el "Prospecto"). La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831, según fuera modificada y/o complementada, incluyendo por el Decreto reglamentario N°1023/2013 y la Ley de Financiamiento Productivo N°27.440, según fuera modificada y/o complementada (la "Ley de Mercado de Capitales"). El Representante Legal de la Sucursal (el "Representante Legal") manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sucursal y de toda aquella información que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a una emisión, conforme las normas vigentes, y en base a la información disponible y estimaciones razonables de la administración. De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. De acuerdo con lo establecido en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado autorizado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de esa información sobre la que emitieron opinión. La Emisora asume explícitamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en el presente y sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de la Emisora, las que se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración.

Los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables a ser emitidas por la Sucursal bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VI, Capítulo V,

Título II de las Normas de la CNV (el "Régimen de Emisor Frecuente"), se describirán en el respectivo suplemento de prospecto (el "Suplemento de Prospecto").

CONFORME LO AUTORIZA LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES, EL PRESENTE PROSPECTO NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO. LAS CALIFICACIONES PODRÁN SER SOLICITADAS AL MOMENTO DE LA EMISIÓN DE CADA SERIE O CLASE DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, SEGÚN SE DETERMINE EN EL SUPLEMENTO DE PROSPECTO CORRESPONDIENTE.

La inversión en obligaciones negociables implica riesgos significativos. Para más información, véase "*Factores de Riesgo*" del presente Prospecto. El respectivo Suplemento de Prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar una inversión en obligaciones negociables de la Emisora.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente fue aprobada por el Representante Legal con fecha 19 de marzo de 2020. Mediante el acta de Representante Legal de fecha 30 de abril de 2026 se resolvió el aumento del monto del Registro de Emisor Frecuente, pudiendo la Emisora emitir y/o reemitir clases y/o series de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por hasta la suma de US$1.717.074.961 (Dólares Estadounidenses mil setecientos diecisiete millones setenta y cuatro mil novecientos sesenta y uno) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor).

Se informa con carácter de declaración jurada que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas humanas o jurídicas que tienen como mínimo el 10% del capital o de los derechos a voto de la Emisora, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre las mismas, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La fecha de este Prospecto es 26 de mayo de 2026.

Rodolfo E. Berisso

Subdelegado

ÍNDICE

I. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA 3
II. FACTORES DE RIESGO 61
III. POLÍTICAS DE LA EMISORA 81
IV. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN 87
V. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS 92
VI. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA 98
VII. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL 99
VIII. INFORMACIÓN ADICIONAL 128
IX. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA .....
ESTADOS FINANCIEROS 160

I. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

a) Reseña histórica

La Emisora es la sucursal argentina de Pan American Energy, S.L. ("Pan American" o la "Compañía", indistintamente) y se encuentra inscripta en la Inspección General de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (la "IGJ"), con fecha 17 de octubre de 1997, bajo los Nº 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B, de Estatutos Extranjeros y su CUIT es 30-69554247-6. Pan American es una sociedad constituida el 29 de septiembre de 1997 en el Estado de Delaware, Estados Unidos de América, con fecha 15 de noviembre de 2018 trasladó su domicilio social a Madrid, Reino de España, con mantenimiento de su personalidad jurídica (el "Traslado") y con fecha 24 de junio de 2022 trasladó su domicilio de Madrid a Bilbao, dentro del Reino de España. Para mayor información sobre el Traslado, véase "—*Cambio de denominación*" más adelante en esta sección. La Compañía fue constituida con el propósito de llevar a cabo una alianza estratégica celebrada entre Amoco Corp. y Bridas Corporation, en relación con actividades específicas de petróleo y gas en el Cono Sur de América del Sur (Argentina, Bolivia, Sur de Brasil, Chile, Paraguay, Perú y Uruguay). El Representante Legal de la Emisora es el Sr. Gonzalo Alfredo Fratini Lagos, con domicilio constituido y registrado a esos fines en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. El Sr. Gonzalo Alfredo Fratini Lagos fue designado con fecha 15 de febrero de 2024, con efectos a partir del 1 de abril de 2024, venciendo su mandato el 31 de marzo de 2027. Esta designación fue inscripta ante la IGJ con fecha 4 de abril de 2024, bajo el número 248, libro 63, tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero.

La Emisora se dedica principalmente a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, a la refinación del petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados. La principal oficina ejecutiva de la Emisora está ubicada en Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11 (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y su número de teléfono en tal domicilio es (+5411) 4310-4100.

1. Información concerniente a la naturaleza y resultados de alguna reorganización significativa

Véase "—*Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*", más abajo en la presente sección.

2. Fusión o consolidación de la emisora o de alguna subsidiaria importante

Véase "—*Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*", más abajo en la presente sección.

3. Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios

El 1 de abril de 2018, Axion Energy Argentina S.A. ("Axion Argentina") transfirió todos sus activos y pasivos a la Sucursal, siguiendo los procedimientos establecidos en la Ley N°11.867 de la Argentina (transferencia de fondo de comercio). Estos procedimientos incluyeron, entre otros actos, publicaciones en boletines oficiales y diarios de amplia circulación, así como la oportunidad de los acreedores de Axion Argentina de realizar oposiciones. Las partes firmaron un contrato de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018 y, el 1 de abril de 2018, se consumó la transferencia, y las operaciones del segmento *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina fueron efectivamente integradas con la Sucursal. Adicionalmente, el 3 de abril de 2018, las partes presentaron el acuerdo definitivo de transferencia de fondo de comercio ante la CNV a los efectos de su registración ante IGJ, lo que ocurrió con fecha 12 de noviembre de 2018. La Sucursal notificó a la entonces denominada Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP"), actualmente denominada Agencia de Recaudación y Control Aduanero ("ARCA"), la transferencia de activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal a los fines de que la reorganización calificara como libre de impuestos bajo la ley argentina y la AFIP comunicó su conformidad el día 10 de agosto de 2023.

4. Cambios importantes en el modo de conducir los negocios

No Aplicable.

5. Cambios importantes en el tipo de productos producidos o servicios prestados

Véase "—*Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*", en la presente sección.

6. Cambio en la denominación

El 26 de octubre de 2018, el único accionista de Pan American aprobó el cambio de domicilio de Pan American del Estado de Delaware, Estados Unidos de América, al Reino de España con mantenimiento de

su personalidad jurídica. Bajo las leyes del Estado de Delaware y del Reino de España, Pan American Energy, S.L. se considera la misma entidad, y, en consecuencia, el cambio de domicilio no afectó sus obligaciones y responsabilidades. Dicho cambio de domicilio se hizo efectivo el 15 de noviembre de 2018. Como resultado del cambio de domicilio, Pan American cambió su nombre a Pan American Energy, S.L. y actualmente se encuentra constituida como una sociedad limitada bajo las leyes del Reino de España.

Como consecuencia del Traslado, y el cambio de denominación social de Pan American, la Sucursal adoptó la denominación "*Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina*". El cambio de denominación social de la Sucursal fue inscripto por la IGJ con fecha 31 de enero de 2019.

7. La naturaleza o resultado de cualquier proceso concursal, administración judicial o procedimiento similar con respecto a la emisora o subsidiaria

La Sucursal no ha sido parte de un proceso concursal, de administración judicial o procedimiento similar, ni tampoco se encuentra en los supuestos previstos por los artículos 94 inciso 5° y 206 de la Ley General de Sociedades Nº19.550, según fuera modificada, complementada y/o reglamentada de tiempo en tiempo (la "Ley General de Sociedades").

8. Información sobre la industria y el mercado

La información de mercado y otra información estadística utilizada en este Prospecto se basa en datos recolectados por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía de la Nación ("SE" o "Secretaría de Energía") la sucesora del Ministerio de Energía de la Nación (el "MEN"), el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC"), Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima ("CAMMESA"), que administra el mercado eléctrico mayorista en la Argentina, y el Instituto Argentino de Petróleo y Gas ("IAPG"), entre otras fuentes, y disponibles a través de dichos organismos.

Ciertos datos también se basan en estimaciones de la Emisora, que derivan de la revisión de estudios internos por parte de la Emisora y de Pan American así como de fuentes independientes. Si bien la Emisora considera que estas fuentes son confiables, no ha verificado de manera independiente la información y no puede garantizar su exactitud o integridad. En el mismo sentido, los estudios internos de la Emisora, las proyecciones de la industria y la investigación de mercado, que la Emisora considera confiables en base al conocimiento de la industria que posee la gerencia, no han sido verificados por fuentes independientes.

Particularmente, es probable que las proyecciones sean inexactas, especialmente a lo largo de períodos de tiempo extensos. Asimismo, la Emisora no sabe qué tipo de supuestos fueron utilizados para preparar dichas proyecciones.

9. Cumplimiento de la normativa de la CNV

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no posee sanciones administrativas de multa o superior aplicadas por la CNV, no adeuda suma de dinero alguna en concepto de tasas y/o aranceles a la CNV, ni se encuentra en mora en los pagos de amortizaciones de capital y/o intereses bajo obligaciones negociables emitidas con anterioridad a la fecha de este Prospecto.

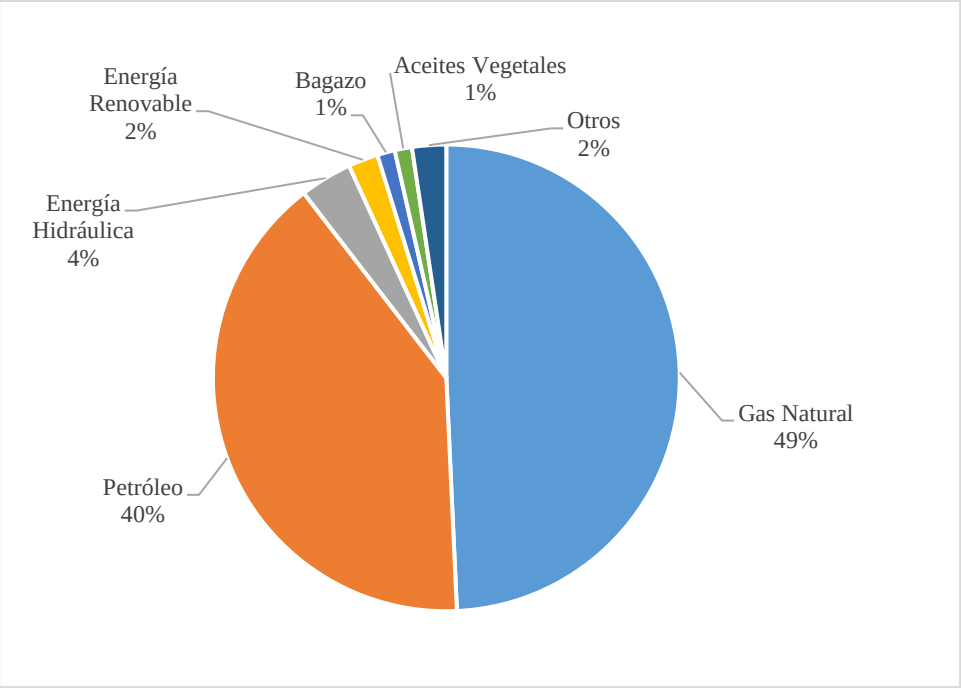
b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Tras la transferencia de las operaciones del segmento *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal el 1 de abril de 2018, la Sucursal actualmente lleva a cabo sus operaciones principalmente a través de los siguientes segmentos:

- el segmento *upstream*, el cual consta fundamentalmente de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos; y
- el segmento *downstream*, el cual consta principalmente de las actividades de refinación, distribución y comercialización.

Fuentes de Energía Primaria

El gas natural y el petróleo crudo constituyen las principales fuentes de energía en la mezcla de energía primaria argentina. El siguiente cuadro ilustra su participación al 31 de diciembre de 2024:



Fuente: Gráfico preparado en base a la información del balance anual energético para el año 2024 publicado en el Sitio Web de la SE.

Gas Natural

Durante 2024, la producción bruta total de gas natural ascendió aproximadamente a 139 millones de m^3/día, lo que representó un incremento del 5,4% y del 4,6% respecto del volumen producido en 2022 y 2023, respectivamente. Esto se debió principalmente al continuo aumento de la producción en la cuenca Neuquina, como resultado del desarrollo de reservas de gas no convencional en el área.

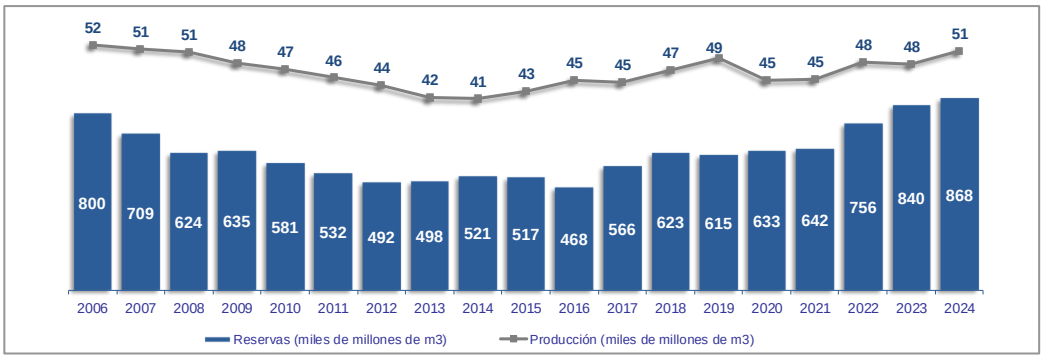
Con respecto a las importaciones de gas natural por el Estado argentino, el abastecimiento principalmente desde Bolivia alcanzó un promedio de 3,5 millones de m3/d en 2024; menor a los 6,2 millones de m3/d en 2023 y los 10,5 millones de m3/d en 2022. Adicionalmente, en 2024 se exportaron 4,2 millones de m^3/d de gas natural, por debajo de los 4,4 millones de m^3/d exportados en 2023 y de los 5,3 millones de m^3/d exportados en 2022.

En base a la última información anual publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las reservas de gas natural totales en la Argentina alcanzaban 868.296 y 839.778 millones de m^3, respectivamente, de las cuales un 60% y 56% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción y de las reservas de gas natural en la Argentina entre 2006 y 2024:

Evolución de la Producción y Reservas de Gas Natural

2006-2024



Fuente: IAPG – SE (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Prospecto).

Petróleo Crudo

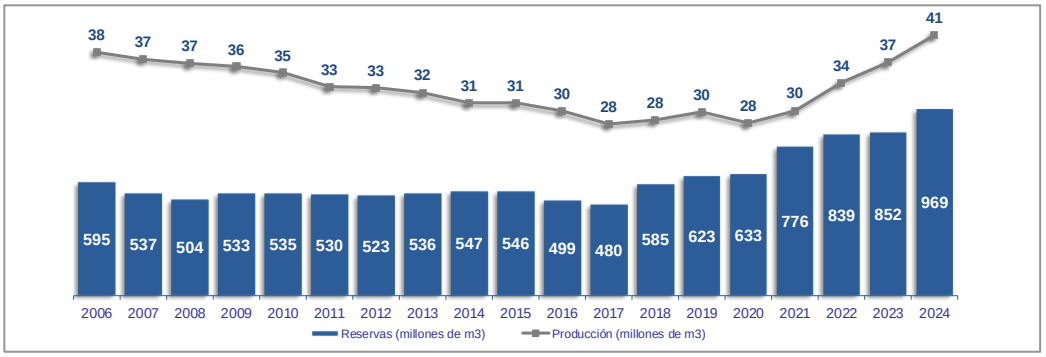
En 2024, la producción total de petróleo crudo ascendió a 111.702 m^3/día, lo que representa un aumento del 10,6% comparado con el volumen producido en 2023 (101.008 m3/d) y un aumento del 20,6% comparado con el volumen producido en 2022 (92.637 m^3/día).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las reservas de petróleo crudo totales dentro del país alcanzaban 968.788 miles de m3 y 851.983 miles de m3, de las cuales 49% y 54% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción y de las reservas de petróleo crudo en la Argentina entre 2006 y 2024:

Evolución de la Producción y Reservas de Petróleo

2006-2024



Fuente: IAPG – SE (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Prospecto).

c) Descripción de las actividades y negocios

Operaciones del segmento *upstream*[1]

Actividades de exploración, desarrollo y producción

Introducción

Operaciones del segmento *upstream*[2]

Actividades de exploración, desarrollo y producción

Introducción

En la actualidad, la Sucursal posee participaciones en trece áreas de producción de petróleo crudo y gas natural en la Argentina, las cuales están ubicadas en las tres principales cuencas de hidrocarburos del país.

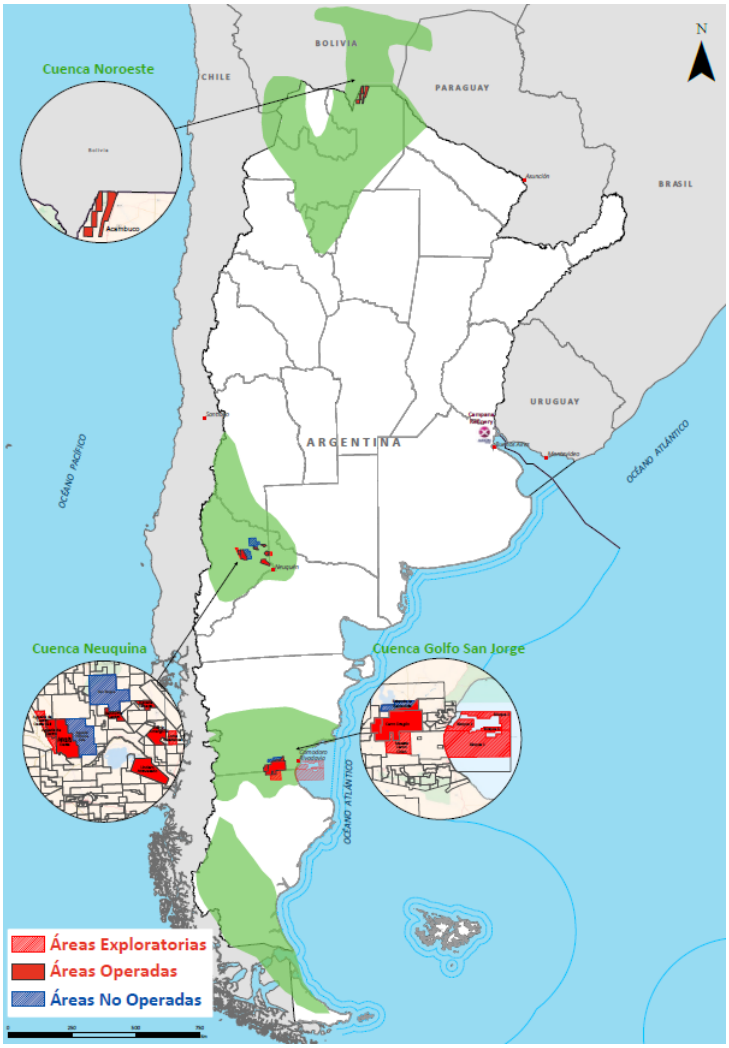
Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio en 2025 fueron: (i) en la cuenca Golfo San Jorge, el área Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Meseta Cerón Chico y Estancia La Escondida, que representaron el 75,7% de la producción total de petróleo crudo, y el 37,2% de la producción total de gas natural; (ii) en la Cuenca Neuquina, en las áreas San Roque, Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro, Aguada de Castro, Aguada Cánepa, Loma Guadalosa y Lindero Atravesado que en conjunto representaron el 23,8% de la producción total de petróleo crudo y el 56,6% de la producción total de gas natural; y (iii) en la Cuenca Noroeste, en el área Acambuco (que representó el 0,5% de la producción total de petróleo crudo y el 6,2% de la producción total de gas natural).

La Sucursal lleva a cabo actividades de producción y desarrollo hidrocarburífero en la Argentina en virtud de concesiones de explotación otorgadas por el gobierno nacional y los gobiernos provinciales de la Argentina y convenios de asociación con terceros. Las actividades son desarrolladas solamente por la Sucursal o en virtud de contratos operativos con otros socios a través de contratos de unión transitoria o de *joint ventures* según la práctica del sector a nivel internacional. Las concesiones y los contratos operativos de la Sucursal son a largo plazo, incluidas aquellas concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón.

[1] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[2] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

En abril de 2025, la concesión del área Cerro Dragón Chubut fue prorrogada por un plazo adicional de 45 años, hasta 2070, mediante la conversión de la concesión de explotación en una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos ("CENCH"). En el marco de dicha prórroga, la Sucursal suscribió un acuerdo con la Provincia del Chubut, en virtud del cual se comprometió a: (i) llevar a cabo un plan piloto de cinco pozos orientados a recursos no convencionales e implementar técnicas de recuperación terciaria en más de 50 pozos; (ii) realizar una inversión de hasta US$230 millones a lo largo de cinco años; y (iii) pagar un bono de conversión de US$20 millones dentro de los siete días siguientes a la publicación del Decreto Nº 340/2025 en el Boletín Oficial, un bono de prórroga de US$20 millones antes de abril de 2026, y US$47,5 millones destinados a responsabilidad social empresaria, pagaderos en tres cuotas de US$15,8 millones, US$15,8 millones y US$15,9 millones en abril de 2027, 2028 y 2029, respectivamente. Adicionalmente, la Sucursal se comprometió a implementar programas de becas y garantías de préstamos, a priorizar la contratación local en igualdad de condiciones, y a participar en entidades que promuevan el desarrollo sostenible y la diversificación productiva en la zona.

El siguiente mapa señala las principales áreas de operación del segmento de *upstream* de la Sucursal:



Producción[3]

En el año 2025, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de la Sucursal fue de 172,2 mboe. Durante el año 2025, la producción de petróleo crudo y gas natural representó aproximadamente el 58% y el 42% respectivamente, del total de la producción diaria neta promedio de la Sucursal.

Durante el año 2025, la Sucursal fue la principal productora de petróleo crudo y gas natural de capital privado y la segunda productora de petróleo crudo y gas natural en general del país en términos de volumen, con aproximadamente el 12% del total de la producción de petróleo crudo local, el 10% del total de la producción de gas natural local y el 11% del total de la producción de petróleo crudo y gas natural local (medida en boe en forma combinada) según datos publicados por el IAPG.

[3] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

La Sucursal tiene acceso a la tecnología de subsuelos y a los procesos de obra de BP plc ("BP"). Considerando el volumen de la Sucursal, la asistencia integral técnica y de procesos de una empresa de E&P de la envergadura de BP representa una gran ventaja. Entre las principales tecnologías de subsuelos que han contribuido al éxito de la Sucursal se incluyen la creación de imágenes, visualización y adquisición de sísmica 3D, modelación de los sistemas de petróleo, modelación de estructuras de complejidad, predicción y caracterización de reservorios, perforación y terminación a alta presión y alta temperatura y tecnología de inyección. Entre los principales procesos de obra incorporados en la Sucursal se incluyen: "Gestión de Producción Base a través de la Excelencia en Inyección de Agua", "Gestión de pérdidas y Eficiencia de Costos a través de la Excelencia en las Operaciones", "Excelencia en Salud Seguridad y Ambiente", "Deliquificación del Pozo de Gas", "Optimización de la Extracción", "Modelación de Activos Integrados" y "Límites Técnicos de Reservorios / Producción".

El cuadro que sigue a continuación muestra la producción diaria neta promedio de petróleo crudo y de gas natural de la Sucursal correspondiente a cada uno de los últimos tres ejercicios:

	Petróleo *(mmbbl)*	**Gas** [(1)] *(mmcf)*	**Total** [(2)] *(mmboe)*
2024	100,4	478,3	182,8
2025	100,7	414,5	172,2

[(1)] El promedio de producción diario de gas incluye los volúmenes reinyectados en el reservorio y consumido en las operaciones y procesado en las plantas de procesamiento de gas.

[(2)] La Emisora ha utilizado a efectos de conversión un barril de petróleo equivalente a 5.800 pies cúbicos de gas.

Estimaciones de reservas

La información sobre las estimaciones de reservas de gas y petróleo de la Emisora incluida en este Prospecto fue extraída de informes emitidos por Ryder Scott Company L.P. ("Ryder Scott") y RPS Group Inc. ("RPS") al 31 de diciembre de 2025. Estas certificaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos de información y estimación de reservas de gas natural y petróleo crudo dictados por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América ("SEC") para reservas probadas y la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*) para reservas probables y posibles. Véase "*Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas— La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Emisora*".

La ingeniería de reservas de gas natural y petróleo crudo es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de gas natural y petróleo crudo que no puede ser medida en forma exacta, por lo que las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir sustancialmente de las incluidas en este Prospecto. Numerosos supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades de reservas de gas natural y petróleo crudo y la proyección de tasas de producción futura y a la oportunidad de las inversiones en desarrollo, muchos de los cuales están fuera del control de la Sucursal.

Los resultados de una perforación, testeo y producción luego de la fecha de la estimación podrán requerir revisiones. En consecuencia, las estimaciones de reservas a menudo son sustancialmente diferentes de las cantidades de gas natural y petróleo crudo que se obtienen en última instancia. Véase "*Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas*" e *"Información sobre la Emisora— Descripción de las actividades y negocios— Reservas."*

Reservas

Al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas, probables y posibles netas de la Sucursal, según las certificaciones de Ryder Scott y RPS, eran de 2.193,0 mmboe, consistentes en 1.456,4 mmbbl de petróleo y condensado y 4.272,6 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.376,0 mmboe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 68%, y el gas aproximadamente el 32%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2025, las reservas probadas netas estimadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025 representaban una vida promedio de reservas aproximada de 26 años para el petróleo y 17 años para el gas, o una duración combinada de reservas probadas de aproximadamente 22 años.

Desde su constitución en 1997, la Sucursal ha mantenido un fuerte índice de reemplazo de reservas en línea con su estrategia de largo plazo para promover el crecimiento de la producción. Con la asistencia de diversos procesos de obra y el acceso a la tecnología de subsuelos de BP, la Sucursal procuró ascender las reservas no probadas al status de probadas desarrolladas y, al mismo tiempo, mantener la calidad de reemplazo mediante inversiones anuales para abastecer una amplia gama de opciones en todas las categorías

de reservas.

El siguiente cuadro muestra las reservas certificadas netas de petróleo crudo y gas natural de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025[4]:

	Petróleo *(mmbbl)*	**Gas** *(bcf)*	**Total** *(mmboe)*
Probadas	941,1	2.522,4	1.376,0
Probables	475,4	1.127,7	669,9
Posibles	39,8	622,5	147,1
Total Reservas Certificadas	1.456,4	4.272,6	2.193,0

La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2025 para las áreas Lindero Atravesado, San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este, Aguada Canepa, Aguada de Castro y Bandurria Centro fue realizada por Ryder Scott. La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2025 para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Estancia La Escondida y Acambuco fue realizada por RPS.

Las certificaciones de las reservas otorgadas por Ryder Scott y RPS constituyen una auditoría independiente completa de las mismas e implican una evaluación técnica y comercial detallada de las reservas probadas y no probadas para todos los activos de la Sucursal en Argentina.

La Sucursal está obligada a presentar estimaciones de las reservas de petróleo y gas ante determinadas autoridades regulatorias gubernamentales argentinas. La base de presentación de información sobre reservas ante dichas autoridades, en el caso de áreas en las que la Sucursal no reviste la calidad de operadora, no es idéntica a la base utilizada para informar los datos sobre reservas que se presentan en este Prospecto.

La Sucursal considera que dichas diferencias en las estimaciones de reservas no son significativas. El siguiente cuadro muestra las estimaciones de la Sucursal de sus reservas de petróleo crudo y gas natural probadas desarrolladas y no desarrolladas a las fechas allí especificadas:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural (en m^3)	**Gas natural** (en miles de m^3)	**Total combinado** (en m^3 de petróleo equivalente) (1)
Reservas al 31 de diciembre de 2024	152.586.489	69.128.361	221.714.850
(Reducción) adición neta de reservas del ejercicio	2.887.414	6.527.259	9.414.673
Producción del ejercicio	(5.844.476)	(4.229.750)	(10.074.226)
Reservas al 31 de diciembre de 2025	149.629.427	71.425.870	221.055.297

(1) A los efectos del cálculo la conversión de 1.000 m^3 de gas natural es igual a 1 m^3 de petróleo crudo.

El siguiente cuadro contiene cierta información sobre las áreas de producción en las que la Sucursal tiene reservas probadas al 31 de diciembre de 2025:

Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2025

Lugar	**Área / Yacimiento** (1)	**Participación de la Sucursal** *(%)*	**Petróleo** *(mmbbl)*	**Gas** *(bcf)*	**Total** *(mmboe)*	**Desarrolladas** *(%)*	**Producción Diaria Neta Promedio de 2025** *(mboe)*
Cuenca Neuquina	Aguada Pichana Este (1)	5,6	1,0	151,1	27,0	49,9	5,8
	San Roque	16,5	0,1	5,9	1,1	100,0	1,8
	Lindero Atravesado	62,5	31,9	66,9	43,4	77,7	13,5
	Bandurria Centro (2) (4)	100,0	9,6	11,8	11,7	25,1	1,5
	Aguada Pichana Oeste	60,0	—	1.369,1	236,0	33,0	25,6

[4] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2025

Lugar	Área / Yacimiento [(1)]	Participación de la Sucursal *(%)*	Petróleo *(mmbbl)*	Gas *(bcf)*	Total *(mmboe)*	Desarrolladas *(%)*	Producción Diaria Neta Promedio de 2025 *(mboe)*
	Aguada de Castro	60,0	—	191,8	33,1	15,3	1,9
	Coirón Amargo Sur Este [(4)]	90,0	137,7	37,7	144,2	17,4	9,8
	Aguada Cánepa [(3)] [(4)]	90,0	21,4	5,9	22,4	21,2	4,6
Cuenca Golfo San Jorge	Cerro Dragón/ Anticlinal Funes	100,0/ 70,0	738,2	620,3	845,1	66,6	102,6
	Estancia La Escondida	25,0	0,2	0,1	0,2	100,0	0,1
	Meseta Cerón Chico	100,0	—	—	—	—	0,1
Cuenca Noroeste	Acambuco	52,0	1,1	61,8	11,6	100,0	4,9
Total		**N/A**	941,1	2.522,4	1.376,0	54,0	172,2

Notas:

(1) La Sucursal posee una participación del 5,6% en el área Aguada Pichana Este, excepto por los pozos de *shale* gas finalizados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y gas compacto, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación Vaca Muerta, en los que la participación de la Sucursal es del 18,18%.
(2) El 10 de julio de 2015, la Sucursal, su socio en el área Bandurria y la Provincia del Neuquén celebraron un acuerdo transaccional en virtud del cual el área Bandurria se dividió en tres áreas nuevas, asignando el 100% de cada una de ellas a cada socio. Esas tres áreas fueron determinadas por el Decreto N°1541/2015, Decreto N°1542/2015 y Decreto N°1543/2015, otorgándose a la Sucursal, por Decreto N°1543/2015, una participación del 100% en la concesión a 35 años para explotación no convencional en el área Bandurria Centro.
(3) Cuenta con una CENCH, otorgada mediante Decreto Provincial N°1446/20.
(4) Con fecha 22 de diciembre de 2025, la Sucursal y Continental Resources Argentina S.A.U. ("Continental") celebraron un contrato de compraventa de activos en virtud del cual Continental adquirirá una participación del 20% en las tenencias de la Sucursal en las áreas Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro y Aguada Cánepa, ubicadas en la Provincia del Neuquén, y en el área Loma Guadalosa, ubicada en la Provincia de Río Negro. El cierre de la operación está sujeto al cumplimiento de las condiciones precedentes habituales, incluyendo la aprobación de la transferencia de participaciones por parte de las Provincias de Neuquén y Río Negro. La Sucursal continuará siendo el operador de las áreas en cuestión.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo crudo y gas natural de 2025 para las siguientes áreas[5]:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025		
Área/Yacimiento	**Petróleo** *(mbbls)*	**Gas** *(mmcf)*	**Total** *(mboe)*
Cerro Dragón/Anticlinal Funes	76,0	154,2	102,6
Meseta Cerón Chico	0,1	0,1	0,1
Acambuco	0,5	25,5	4,9
San Roque	0,1	9,4	1,8
Aguada Pichana Este	0,2	32,7	5,8
Aguada Pichana Oeste	—	148,7	25,6
Lindero Atravesado	9,1	25,5	13,5
Bandurria Centro	1,2	1,9	1,5
Coirón Amargo Sur Este	9,0	4,2	9,8
Aguada Cánepa	4,3	1,5	4,6
Aguada de Castro	—	10,9	1,9
Estancia La Escondida	0,1	0,0	0,1
Total	100,7	414,5	172,2

El siguiente cuadro contiene cierta información a la fecha de este Prospecto referida a las áreas de

[5] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

exploración de hidrocarburos de la Sucursal[6]:

Lugar	Área/Yacimiento[(1)]	Superficie Bruta	Participación de la Sucursal *(%)*	Superficie Neta
Cuenca Golfo San Jorge	Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz)	7.004,6	90	6.304,1
	Centro Golfo San Jorge Marina (Chubut)	1.814,2	90	1.632,7
	Centro Golfo San Jorge Marina-1 (Santa Cruz)	253,1	90	227,8
	Meseta Cerón Chico	1.219,7	100	1.219,7
Cuenca Neuquina				
	Aguada de Castro Oeste I	120	90	108,0
	Aguada de Castro Oeste II	82	90	73,8
	Loma Guadalosa	101,17	65	65,76
	Cinco Saltos Sur	251,13	100	251,13
Cuenca Noroeste	Acambuco B	47,5	100	47,5
Total		10.893,4	—	9.930,49

(1) La Sucursal tiene a su cargo ciertas operaciones de exploración de forma exclusiva y a través de *joint ventures*.

Cerro Dragón y Anticlinal Funes [7] [8]

Las áreas Cerro Dragón y Anticlinal Funes están situadas en la Cuenca Golfo San Jorge, en las Provincias del Chubut y Santa Cruz, Argentina. La Sucursal opera las áreas y posee participaciones del 100% y 70% en Cerro Dragón y Anticlinal Funes, respectivamente. Cerro Dragón es la principal área de producción de la Sucursal.

Durante el año 2025, Cerro Dragón (incluyendo Anticlinal Funes) representó el 75% de la producción total de petróleo de la Sucursal y el 37% de la producción total de gas. Durante el año 2025, la producción diaria neta promedio de esta área fue de 102,6 mboe (76,0 mbbls de producción de petróleo diaria neta promedio y 154,2 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el total de pozos activos en esta área era de 4.063 pozos productores y 1.127 pozos inyectores de agua.

Cerro Dragón también posee el 61% del total de reservas probadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025. Específicamente, el total de reservas probadas de petróleo netas en Cerro Dragón y Anticlinal Funes es de 738,2 mmbbl y las reservas probadas de gas netas ascienden a 620,3 bcf.

Prácticamente todas las instalaciones y operaciones en el área Cerro Dragón están automatizadas, se abastecen de electricidad a través de usinas a gas de propiedad de la Sucursal, y son supervisadas mediante un sistema de monitoreo de pozos computarizado. Actualmente, el yacimiento de Cerro Dragón está enfocado a aumentar la recuperación de petróleo mediante la inyección de agua y de polímeros (recuperación secundaria y terciaria); se inyecta la totalidad del agua producida y se genera en el yacimiento de Cerro Dragón toda la energía utilizada. Además, se ha avanzado en la certificación de un proyecto de captura y reinyección de gases de efecto invernadero, en los reservorios profundos y ya depletados de estas áreas.

Las concesiones de la Sucursal en Cerro Dragón fueron prorrogadas hasta febrero de 2070 y reconvertidas a CENCH a través del Decreto Provincial de Chubut N°340/25, lo que permitirá a la Sucursal desarrollar la explotación por un plazo inicial de 35 años, con una extensión adicional de 10 años conforme a la Ley N°17.319 y al Decreto Nacional N°1057/24, debido a la magnitud del proyecto. Además, la Sucursal tiene derecho a continuar con las actividades en las concesiones de Anticlinal Funes (Provincia del Chubut) hasta diciembre de 2040 y en Cerro Dragón (Provincia de Santa Cruz) hasta noviembre de 2047, en virtud de contratos operativos con las dos empresas estatales de las Provincias del Chubut y de Santa Cruz, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones de volúmenes de reservas, que espera cumplir y un umbral mínimo de

[6] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal en kilómetros cuadrados.
[7] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[8] Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

inversión, que ya se encuentra cumplido.

Lindero Atravesado[9] [10]

El área Lindero Atravesado está situada en la Cuenca Neuquina. La Sucursal posee una participación del 62,5% en el área, que es operada por la Sucursal.

Durante el año 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 13,5 mboe y representó 9,0% del total de producción de petróleo de la Sucursal (9,1 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio) y 6,1% del total de producción de gas de la Sucursal (25,5 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el área contaba con un total de 202 pozos activos.

Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área era de 43,4 mmboe, de los cuales 31,9 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 66,9 bcf a reservas probadas de gas netas.

En 2015, la Provincia del Neuquén otorgó a la Sucursal y a YPF S.A. ("YPF") una CENCH de esta área por un plazo de 35 años. Mediante el Decreto N°228/2025 de la Provincia del Neuquén se prorrogó la concesión por un plazo de diez años a partir del vencimiento de los 35 años la concesión para la explotación no convencional de esta área.

La Sucursal actualmente se encuentra desarrollando el proyecto de *shale oil* en la formación Vaca Muerta. El proyecto se encuentra actualmente en la fase de desarrollo intensivo (*factory mode*), a dos niveles dentro de la formación Vaca Muerta, con un total de 53 pozos perforados horizontales en producción al 31 de diciembre de 2025. Durante el año 2025 se consolidó la extensión de la explotación del proyecto de *shale oil* en la zona del sur del Lago Mari Menuco a un nivel de desarrollo, dentro de la formación Vaca Muerta.

Aguada Pichana Este[11]

El área Aguada Pichana Este está situada en la Cuenca Neuquina. La Sucursal posee una participación del 5,6% en el área, que es operada por Total Austral S.A. ("Total Austral"). La participación de la Emisora se incrementa a 18,18% con respecto a ciertos pozos de *shale* gas terminados al 31 de diciembre de 2016, proyectos de gas convencional y *tight* gas, activos relacionados con las operaciones de esos y otros proyectos no relacionados con la formación Vaca Muerta.

Durante el año 2025, se han perforado 10 pozos no convencionales donde la Sucursal tiene una participación de 6,7% incrementado a partir de la no participación de un socio.

La producción diaria neta promedio del área en 2025 fue de 5,8 mboe (0,2 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 32,7 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el área tenía 279 pozos en producción.

Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área era de 27,0 mmboe, de los cuales 1,0 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 151,1 bcf a reservas probadas de gas netas. Desde 2013 hasta 2016, la Sucursal realizó un programa piloto con la Provincia del Neuquén (13 pozos). A raíz del mencionado programa, la Provincia del Neuquén le otorgó a la Sucursal una concesión por 35 años para explotación no convencional en el área Aguada Pichana Este.

San Roque[12]

El área San Roque está situada en la Cuenca Neuquina. La Sucursal posee una participación del 16,47% en el área, que es operada por Total Austral.

Durante el año 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 1,8 mboe (0,1 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 9,4 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el área tenía 32 pozos en producción.

Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área era de 1,1 mmboe, de los cuales 0,1 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 5,9 bcf a reservas probadas de gas netas.

En 2009, la Provincia del Neuquén y los socios de la Sucursal en el área San Roque acordaron una prórroga de 10 años en los términos de la concesión para la producción de hidrocarburos, desde 2017 hasta 2027. El enfoque en esta área es mantener la producción de los pozos existentes mediante tareas de asistencia al pozo. Esta área está actualmente en evaluación para la extensión de una CENCH.

[9] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[10] Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora
[11] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[12] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Bandurria Centro[13]

El área Bandurria Centro está situada en la Cuenca Neuquina. La Sucursal posee una participación del 100% en el área, que es operada por la Sucursal.

Durante el año 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 1,5 mboe (1,2 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 1,9 mmcf de ventas de gas promedio diario).

Al 31 de diciembre de 2025, el área tenía en total 23 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área era de 11,7 mmboe, de los cuales 9,6 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 11,8 bcf a reservas de gas netas. En el año 2015, la Sucursal resultó adjudicataria de una CENCH en el área Bandurria Centro por un plazo de 35 años.

Acambuco[14]

El área Acambuco está situada en la Cuenca Noroeste de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 52% en el área y es la operadora.

Durante el año 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 4,9 mboe (0,5 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 25,5 mmcf de ventas netas de gas por día).

Al 31 de diciembre de 2025, el área tenía en total 5 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área era de 11,8 mmboe, de los cuales 1,1 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 61,8 bcf a reservas probadas de gas netas.

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro[15]

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro están situadas en la zona oeste de la Cuenca Neuquina, cubriendo una superficie de 761 km^2. Durante el año 2023 se realizó un intercambio de participaciones entre la Sucursal, Total Austral e YPF. Actualmente la Sucursal opera y posee una participación del 60% en las áreas Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro, en asociación con YPF. El principal objetivo de estas áreas es la producción de *shale gas* desde la formación Vaca Muerta.

El 13 de julio de 2017, la Sucursal celebró un acuerdo con la Provincia del Neuquén, Total Austral, YPF y Wintershall DEA Argentina S.A. ("Harbour Energy"), para dividir el área Aguada Pichana en dos áreas: Aguada Pichana Este y Aguada Pichana Oeste. En el marco del mencionado acuerdo, la Sucursal llegó a un acuerdo con Total Austral e YPF, titulares del entonces permiso de exploración sobre el área Aguada de Castro adyacente, para operar y adquirir una participación en la misma. Como resultado de dicho acuerdo, la Provincia del Neuquén otorgó al consorcio una concesión a 35 años para la explotación no convencional de hidrocarburos en estas áreas.

Durante el año 2024 se han cumplido todos los compromisos asumidos con la Provincia del Neuquén, completando la etapa piloto. Actualmente, el área se encuentra en desarrollo intensivo (*factory mode*) de *shale gas*. Al 31 de diciembre de 2025 se han perforado 53 pozos horizontales.

Durante el año 2025, la producción diaria neta promedio del área Aguada Pichana Oeste fue de 27,5 mboe (159,6 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área era de 1.560,9 bcf de gas.

Aguada de Castro Oeste Bloques I y II

Con fecha 12 de octubre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia del Neuquén el Decreto N°1.943/2023, el cual aprueba el contrato para la Exploración, Desarrollo y Producción del área Aguada de Castro Oeste Bloques I y II, que GyP suscribió el día 16 de agosto de 2023 con la Sucursal. El contrato establece que la Sucursal deberá pagar a la Provincia del Neuquén: (i) en un plazo de hasta diez días hábiles contados a partir de la citada publicación en el Boletín Oficial de la Provincia del Neuquén y a partir de allí dentro de los primeros diez días del mes de febrero de cada año de vigencia del contrato, la suma anual equivalente a dos unidades de trabajo, las cuales serán destinadas a financiar actividades de capacitación y/o inspección a favor del Departamento de Energía, Minería e Hidrocarburos (siendo el valor de cada unidad de trabajo US$5.000); y (ii) como bono de acceso a las áreas, US$1.2 millones, los cuales fueron pagados dentro de los tres días hábiles siguientes a la fecha de publicación del mencionado decreto. El contrato es para la exploración y eventual explotación de los bloques antes mencionados. En el período inicial de cuatro años la Sucursal se compromete a ejecutar 13.072 unidades de trabajo (equivalentes a aproximadamente US$65,4 millones) principalmente para perforar dos pozos exploratorios y llevar a cabo ciertos trabajos de sísmica 3D.

[13] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[14] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[15] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz y Chubut)

La Sucursal posee una participación del 90% en tres áreas de exploración y producción *offshore* en la Cuenca Golfo San Jorge Marina de la Argentina, a través de convenios de asociación con las empresas de energía provinciales de propiedad estatal Fomicruz, de la Provincia de Santa Cruz, y Petrominera, de la Provincia del Chubut, con relación a las partes del área Centro Golfo San Jorge Marina situadas en cada una de las respectivas provincias.

Estas áreas se encuentran en aguas someras (de entre 20 y 100 metros de profundidad) y se las considera de alto riesgo debido a las incertidumbres geológicas existentes en estas áreas. Al 31 de diciembre de 2017, la Sucursal había invertido unos US$63,1 millones, principalmente, en la adquisición de sísmica 3D en unos 1.700 km^2. En abril de 2013, entró en vigencia la Ley Provincial N°3313 sancionada por la Provincia de Santa Cruz. Esta ley prohíbe realizar actividades de prospección sísmica a más de 120 decibeles en aguas dentro del dominio público provincial de la Cuenca Golfo San Jorge.

Con fecha 3 de enero de 2019, las autoridades del gobierno de la Provincia de Santa Cruz sancionaron la Ley Provincial N°3635, la cual modificó la Ley Provincial N°3313, posibilitando la adquisición de sísmica 3D en 1.200 km^2, entre los meses de marzo y agosto de cada año calendario.

Meseta Cerón Chico[16]

El 23 de octubre de 2017 se adjudicó a la Sucursal (en un 70%) y a BC Desarrollos Energéticos S.A. ("BCDE") (en un 30%) el permiso de exploración sobre el área Meseta Cerón Chico. El área está situada en la Provincia de Santa Cruz, al sur del área Cerro Dragón. La Sucursal ejerció la opción de adquirir a BCDE su participación en el área. La adquisición se consumó en octubre de 2018, a través del Decreto N°929/2018, de fecha 8 de octubre de 2018, emitido por el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz, por lo cual la Sucursal se convirtió en la única titular del permiso.

En cumplimiento de los compromisos asumidos con relación al permiso, la Sucursal registró y procesó la tercera sísmica en el área del permiso, perforando con éxito un pozo exploratorio PMCCh.xp-1001 durante el tercer trimestre de 2019, mientras que la completación fue finalizada durante 2020. El pozo que descubrió de *tight* gas de la formación Mina del Carmen, estaba vinculado a instalaciones de producción y actualmente se encuentra en evaluación de producción de prueba a largo plazo. Mediante el Decreto N°346/2022, el Gobernador de la Provincia de Santa Cruz aprobó la conversión del permiso de exploración en un permiso de exploración no convencional.

El primer período de exploración venció en agosto de 2022. Mediante Resolución IESC N°83/23 se aprobó el acceso al segundo período de exploración, el cual vence en agosto de 2026.

Durante el año 2024, se cumplieron los compromisos del segundo período exploratorio, perforando el pozo PMCCh.x-1002 descubriendo hidrocarburos en la formación Comodoro Rivadavia; este pozo está en producción y se evalúa su potencial de petróleo.

Aguada Cánepa[17]

El 24 de julio de 2015, la Sucursal celebró un contrato de UT (según este término se define más adelante) con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP"), la empresa de petróleo y gas de propiedad de la Provincia del Neuquén, para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el área Aguada Cánepa, situada en la Provincia del Neuquén, Argentina. La Sucursal posee una participación del 90% y GyP posee una participación del 10%. Conforme a lo convenido en el acuerdo, la Sucursal se encargará de la operación del área, la perforación de un pozo exploratorio y la realización de ciertas pruebas petrofísicas. La Sucursal también es responsable de todos los costos de exploración, sin derecho alguno a reembolso. Los costos de desarrollo y producción serán distribuidos entre la Sucursal y GyP según sus respectivas participaciones en el *joint venture*. El 31 de octubre de 2017, se concluyeron las operaciones de perforación del tercer pozo de exploración de gas compacto.

El 29 de marzo de 2019, el Gobernador de la Provincia del Neuquén emitió el Decreto Provincial N°380/2019 por medio del cual convierte el permiso exploratorio convencional oportunamente otorgado a GyP en un permiso exploratorio no convencional, autorizando el pase a un segundo período por dos años a contar desde el 17 de octubre de 2018. Adicionalmente, dispone que se tenga por cumplido el compromiso de inversiones y el plazo correspondiente al primer período del permiso convencional. Por último, mediante el referido Decreto se aprueba el compromiso de perforar un pozo exploratorio a la formación Vaca Muerta y, sujeto a los resultados del mismo, a re-perforar el pozo ACax-1 y a reinterpretar sísmica 3D. Este plan se consumó con éxito en 2019, con la perforación y el análisis del pozo Aca.x-101(h), sumado al reingreso y análisis

[16] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[17] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

del pozo Acax-1, así como el reprocesamiento de la cobertura de sísmica 3D existente. La información técnica obtenida se dio a conocer oportunamente a las autoridades provinciales.

Con fecha 4 de diciembre de 2020, mediante el Decreto N°1446/2020, la Provincia del Neuquén le otorgó a GyP una concesión a 35 años para explotación no convencional, a partir del 17 de octubre de 2020. La concesión incluye un plan piloto a cinco años orientado a alcanzar el potencial de producción de la formación Vaca Muerta dentro del área, dentro de cuyo plazo el concesionario asumió los siguientes compromisos: (i) perforar diez (10) pozos horizontales de aproximadamente 3.000 metros de longitud lateral; y (ii) construir instalaciones modulares superficiales para la separación, el almacenamiento y el transporte del crudo al punto de tratamiento. Los gastos estimados previstos para el plan piloto ascienden a US$120 millones. El compromiso abarca también la inversión de las siguientes sumas por parte de GyP y de la Sucursal, a saber: (i) US$2 millones en infraestructura y equipos adicionales; y (ii) US$3 millones en responsabilidad social empresaria.

En el marco del plan piloto se han perforado un pozo piloto y ocho pozos horizontales de 3.000 metros de longitud de rama lateral con objetivo a la formación Vaca Muerta, los cuales se encuentran en producción. Además, durante 2024, se completaron las instalaciones para tratar los hidrocarburos producidos en Aguada de Cánepa y se trabaja en la construcción de un poliducto que une este área con las instalaciones de exportación de Coirón Amargo Sur Este. Durante 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 4,6 mboe (4,3 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 1,5 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el área contaba con cuatro pozos productivos en la formación Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas netas totales eran 22,4 mmbbls, de los cuales 21,4 mmbbls correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 5,9 bcf a reservas probadas de gas netas.

Coirón Amargo Sur Este[18]

El área Coirón Amargo Sur Este ("CASE") está situada en la Provincia del Neuquén, cubriendo una superficie de 227,8 km^2. Tras una fase de delineación de siete pozos horizontales y el compromiso de perforar tres pozos horizontales, la Provincia del Neuquén otorgó a GyP una concesión a 35 años para explotación no convencional en el área CASE. Este compromiso de inversión ya se encuentra cumplido.

En virtud del acuerdo celebrado por la Sucursal y Madalena Energy Argentina S.R.L. ("Madalena") con fecha 28 de abril de 2021, y su enmienda del 22 de marzo de 2022, la Sucursal acordó con Madalena la cesión de Madalena a favor de la Sucursal, de la participación de Madalena en la Unión Transitoria ("UT") CASE. El 22 de marzo de 2022 Madalena y la Sucursal realizaron el cierre de dicha transacción, que resultó en la adquisición por la Sucursal de la participación del 29% de Madalena en la UT CASE. A la fecha del presente Prospecto, la Sucursal es titular de una participación del 90% de la UT CASE, mientras que GyP es titular del restante 10% de participación.

Como contraprestación por la referida cesión la Sucursal y Madalena acordaron un precio compuesto por los siguientes ítems: (i) la cancelación de cierta deuda de Madalena con la Sucursal, (ii) la cancelación de *cash calls* impagos por Madalena bajo el contrato de UT CASE, (iii) el pago por la Sucursal de ciertos montos a Madalena en concepto de depósito y de adelanto, (iv) el pago por la Sucursal, por cuenta y orden de Madalena, de la suma de US$6 millones a la Provincia del Neuquén por una deuda de Madalena con la Provincia, y (v) el pago por la Sucursal a Madalena, de una regalía con un límite inicial de US$16.210.000, aplicándose un factor de ajuste determinado. Dicha regalía (a) se devengará a partir del 1 de enero de 2021; (b) se abonará por un plazo máximo de 20 años; y (c) se pagará semestralmente y será equivalente (i) al 1,25% de los ingresos netos que genere la participación del 29% cedida a la Sucursal hasta alcanzar la suma de US$8 millones; y (ii) al 2,5% de los ingresos netos que genere la cesión, para el resto de los pagos que deban ser realizados a Madalena por tal concepto.

Durante 2025, la producción diaria neta promedio del área fue de 9,8 mboe (9,0 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 4,2 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2025, el área tenía 24 pozos en producción en la formación Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2025, el total de reservas probadas netas del área ascienden a 144,2 mmboe, de los cuales 137,7 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 37,7 bcf a reservas probadas de gas netas.

Durante el año 2024 se realizó la puesta en marcha de las instalaciones de procesamiento y evacuación de petróleo y gas las cuales permitirán el desarrollo intensivo de Coirón Amargo Sur Este y Aguada de Cánepa.

Loma Guadalosa

[18] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

El área Loma Guadalosa está ubicada sobre el flanco oriental de la cuenca neuquina, en la Provincia de Río Negro, cubriendo una superficie total de 101.243 km². El área se encuentra dentro de la ventana de generación de petróleo negro, a menos de 3 km al este del área Coirón Amargo Sur Oeste.

El 25 de septiembre de 2025, mediante el Decreto N°827/25, la Provincia de Río Negro autorizó la reconversión de la Concesión de Explotación de hidrocarburos sobre el área Loma Guadalosa en una CENCH, autorizando también la cesión del 65% del total de la participación en la CENCH por parte de Petrolera Aconcagua Energía S.A., actualmente Tango Energy Argentina S.A.("Tango Energy") y Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial S.A. ("EDHIPSA") a la Sucursal. Tango Energy es adjudicada con el 35% restante de participación. EDHIPSA no tiene participación en el consorcio, habiendo la Provincia autorizado la conversión de la participación de la empresa estatal, equivalente al 10% en la concesión, en una asignación del 2,5% del volumen de hidrocarburos producidos en la CENCH. La concesión se inició el 4 de agosto de 2025.

El plan piloto comprometido consiste en la perforación de dos pozos horizontales de aproximadamente 3.000 metros de longitud de rama lateral en la formación Vaca Muerta, durante los primeros tres años de la CENCH. Sujeto a los resultados de los pozos propuestos, se evaluará la factibilidad de avanzar con un plan de desarrollo conceptual. El monto de inversión comprometido para esta etapa es de US$36 millones.

El plan actual es perforar el primer pozo del plan piloto en 2026, el cual incluirá la perforación inicial de un piloto vertical para la evaluación y selección de la ventana de navegación horizontal.

Cinco Saltos Sur

El 21 de enero de 2026, mediante el Decreto N°32/26, la Provincia de Río Negro adjudicó a la Sucursal, el permiso de exploración no convencional sobre el área hidrocarburífera Cinco Saltos Sur.

El primer período exploratorio tiene una duración de tres años. El plan de trabajo consiste en la perforación de un pozo exploratorio de 3.000 metros de profundidad vertical y 2.000 metros de rama lateral horizontal en la formación Vaca Muerta, durante el segundo año de la concesión.

El monto comprometido asciende a US$8.584.200, equivalentes a 1.716,84 unidades de trabajo. El compromiso de inversión incluye también el pago de 429.210 dólares en concepto de aporte de infraestructura (equivalente al 5% del compromiso de inversión).

El área Cinco Saltos Sur se encuentra ubicada 22 km al sur del área Loma Guadalosa, sobre el flanco oriental de la cuenca neuquina, y dentro de la ventana de generación de petróleo negro para Vaca Muerta.

En el área sólo se cuenta con un pozo vertical perforado en el año 1979. El área no tiene ensayos de formación en Vaca Muerta y se encuentra en una etapa exploratoria temprana. No existe cobertura sísmica 3D, y la cobertura sísmica 2D es escasa.

Comercialización de petróleo[19]

Durante el año 2025, la Sucursal despachó 36,9 mmbbl de petróleo crudo producido por sus yacimientos situados en la Argentina, 29,4 mmbbl de petróleo crudo fueron consumidos en su refinería, 0,1 mmbbl fueron comercializados en el mercado local, y 7,4 mmbbl fueron exportados y comercializados en los mercados internacionales, en condición FOB (libre a bordo o *free on board*) o FCA (libre al transportista o *free carrier*).

El principal tipo de petróleo producido por la Sucursal es el denominado "Escalante", que se produce en el área Cerro Dragón y representa aproximadamente el 75% del volumen de petróleo producido por la Sucursal.

El Escalante es un petróleo dulce de 24 grados API con un bajo contenido de azufre de 0,2%, por lo que resulta atractivo para las refinerías tanto en la Argentina como a nivel mundial que tengan plantas de coquización para producir combustible y coque grado ánodo calcinado que se utiliza en los procesos de fundición de aluminio. Por su bajo contenido de azufre, el Escalante se utiliza para mezclas con petróleo crudo de alto contenido ácido.

El resto del crudo producido por la Sucursal en otras áreas es más ligero destacándose el crudo Medanito, que en promedio tiene 42 grados API, y que representa el 24% del volumen producido por la Sucursal.

La mayor parte del petróleo producido por la Sucursal es transportado desde los yacimientos a la refinería de Campana. Ello permite valorizar el petróleo crudo al producir subproductos de mayor valor como gasolina, diésel y jet fuel. En 2025 fueron despachados desde los yacimientos de la Sucursal a su refinería

[19] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

29,4 mmbbl del petróleo producido por la Sucursal, equivalente al 80% del total producido.

Las ventas de petróleo crudo a terceros refinadores en la Argentina se consumaron principalmente en virtud de contratos de suministro. Habitualmente, los contratos de suministro en el mercado local son contratos *spot* y a corto plazo.

Para el caso de las exportaciones desde la Argentina, que totalizaron 9,5 mmbbl en 2025, la Sucursal está obligada a ofrecer la producción en primer lugar al mercado local. Del volumen mencionado 7,4 mmbbl corresponden a producción proveniente de yacimientos de la Sucursal durante 2025, 0,7 mmbbl a stock de 2024 y lo restante a volumen comprado en el mercado local para exportación. Los precios de las exportaciones de la Sucursal reflejan los precios del petróleo Escalante y el petróleo Medanito respectivamente, vigentes en el mercado internacional y guardan relación con los precios de referencia internacionales del crudo, como el Brent. El mercado de exportación *spot*, debido a su alta liquidez, representa para la Sucursal una boca de expendio continua para su producción de petróleo que excede las necesidades de la refinería de Campana.

La Sucursal percibe los pagos de sus exportaciones en Dólares Estadounidenses. En el caso de las ventas locales, si bien dichas ventas locales están vinculadas al Dólar Estadounidense, la Sucursal recibe los pagos en pesos.

La Sucursal despacha para el mercado interno y exporta en condición FOB (libre a bordo o *free on board*) petróleo Escalante desde la terminal de carga de Caleta Córdova, ubicada en la Provincia del Chubut. El petróleo crudo producido en el área Cerro Dragón es transportado a través del oleoducto de propiedad de la Sucursal a la terminal de almacenamiento y despacho de Caleta Córdova, de propiedad de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. ("Termap").

Asimismo, la Sucursal despacha para el mercado interno y exporta en condición FOB (libre a bordo o *free on board*) petróleo Medanito desde la terminal de carga de Puerto Rosales, ubicada en la Provincia de Buenos Aires. El petróleo crudo es producido en diversas áreas concesionadas a la Sucursal y es transportado a través del oleoducto propiedad de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval") a la terminal de almacenamiento y despacho de Puerto Rosales, de propiedad de OTAMERICA Ebytem S.A ("OTE").

La Sucursal suscribió un *Initial Shipper Transportation Agreement* con la compañía VMOS S.A., para la contratación del servicio de transporte firme de hidrocarburos líquidos en un oleoducto a construirse desde Allen hasta Punta Colorada, junto con un parque de tanques y terminal *onshore* y *offshore*, en la Provincia de Río Negro.

Comercialización de gas[20]

La producción de gas de la Sucursal en Argentina se comercializa a sus clientes locales a través de distintos canales: (i) distribuidoras locales; (ii) abastecimiento de estaciones de Gas Natural Comprimido ("GNC"); (iii) centrales generadoras a través de CAMMESA, que está a cargo del suministro de gas a esas centrales; (iv) industrias, típicamente a través de contratos anuales que van de mayo a abril del año siguiente; y (v) exportaciones a través de las autorizaciones otorgadas por la SE en el marco de la Resolución SE N°774/2022 y sus modificatorias.

Al 31 de diciembre de 2025, la producción de gas natural se hallaba comprometida a través de contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 534 mmcf entre los compromisos asumidos en el marco del "Plan Gas Ar" creado por el Decreto 892/2020, conforme fuera modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N°730/2022 publicado el 4 de noviembre de 2022 en el Boletín Oficial (el "Decreto 730"), y las ventas firmes al canal industrial, GNC y exportaciones. En general, los contratos de suministro de gas reflejan el precio a boca de pozo vigente en la cuenca en cuestión. En ciertos casos, la fluctuación de precios estará sujeta a un mínimo o máximo o a ambos. La Sucursal estructura principalmente sus contratos de gas de mediano largo plazo con cláusulas "en firme" en virtud de las cuales el comprador está obligado a comprar una cantidad convenida de gas o pagar por ella en caso de no cumplir con los retiros mínimos, pudiendo recuperar la diferencia pagada pero no consumida en un momento posterior durante la vigencia del contrato. Algunos contratos de suministro de gas contienen una cláusula de exclusividad que exige al comprador satisfacer todos sus requerimientos de gas a través de la Sucursal.

Las ventas de gas por volumen de la Sucursal en 2025 se distribuyeron de la siguiente forma: aproximadamente un 41% a distribuidoras, 28% a industrias locales, 24% a plantas generadoras, 2% a estaciones minoristas de GNC y 6% a exportación.

La Sucursal considera que el volumen de sus reservas de gas y su ubicación geográfica le otorgan una ventaja competitiva por sobre sus competidores, por contar con producción y transporte en las principales

[20] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

cuencas productivas del país. La Sucursal ha realizado varias inversiones en distribución y transporte de gas y en generación energética para optimizar y asegurar su capacidad de transporte, entrega y comercialización de su producción de gas.

Regulación aplicable a las operaciones del segmento upstream de la Sucursal

Las actividades del segmento *upstream* de la Sucursal en la Argentina se encuentran sujetas a diversas regulaciones federales, provinciales y municipales. Para una descripción sobre las regulaciones aplicables, véase "*—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"* en este Prospecto.

Operaciones *downstream*

Introducción [21]

El 1 de abril de 2018, se completó la transferencia de las operaciones del segmento *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal. Tras la integración, la Sucursal se dedica a la refinación de petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos de petróleo refinados, entre ellos, combustibles, lubricantes, GLP y productos químicos.

Durante el año 2025, la Sucursal fue la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados, en términos de ventas, según datos publicados por la SE.

En el año 2025, las ventas de gasoil y nafta de la Sucursal representaron el 15,8% y 12,9% del total de ventas de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente.

La Sucursal desarrolla sus actividades de refinación en la refinería de Campana, la cuarta refinería más importante de la Argentina en términos de procesamiento de crudo al 31 de diciembre de 2025. Asimismo, la Sucursal opera una planta de mezcla y acondicionamiento de aceite lubricante en su refinería; cuatro terminales de almacenamiento y distribución (Campana y Puerto Galván, ambas localidades situadas en la Provincia de Buenos Aires; San Lorenzo en la Provincia de Santa Fe; y Caleta Paula en la Provincia de Santa Cruz (adquirida en mayo de 2018); opera la terminal y el oleoducto de transporte de crudo de Brandsen a Campana; y suministra combustible de aviación en tres aeropuertos (Ezeiza (según éste término se define más adelante), Aeroparque (según éste término se define más adelante) ambos en el área metropolitana de Buenos Aires, y Pajas Blancas (según éste término se define más adelante), en la Provincia de Córdoba).

Al 31 de diciembre de 2025, el negocio de *downstream* de la Sucursal realizó ventas minoristas a través de 567 estaciones de servicio ubicadas en todo el país, que funcionan bajo el nombre "AXION energy". La Sucursal es propietaria de 53 de estas estaciones de servicio, que opera directamente, y de 17 estaciones de servicio que son operadas por concesionarios, mientras que las restantes 497 estaciones de servicio son de propiedad de terceros y operadas por éstos. Asimismo, al 31 de diciembre de 2025, la Sucursal contaba con 62 estaciones de agroservicio dedicadas a abastecer principalmente al sector agrícola y a pequeñas empresas.

La mayor parte del crudo que procesa la Sucursal proviene de proveedores de crudo locales, incluido su negocio de *upstream* en la Argentina. La Sucursal es la mayor proveedora de petróleo crudo a la refinería de Campana, representando más del 96% de todo el petróleo crudo procesado por la refinería durante el año 2025.

El petróleo crudo que procesa la Sucursal es transportado desde las Cuencas Golfo San Jorge, Neuquina y Austral hasta la refinería de Campana para su procesamiento.

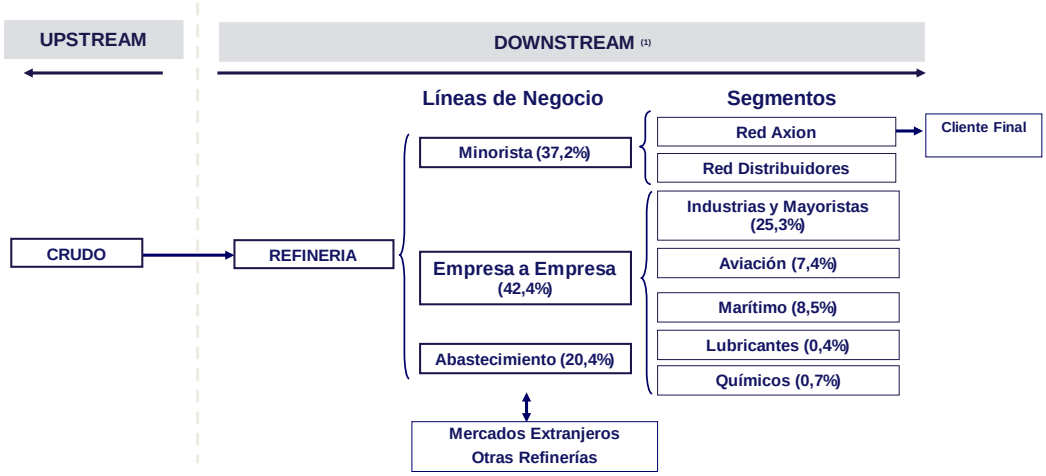
Las operaciones de distribución y comercialización de la Sucursal están organizadas en tres líneas de negocio principales:

- la *división minorista*, la cual representó el 37,2% de las ventas de combustible por volumen durante el año 2025, opera a través de la red de estaciones de servicio "AXION energy", incluidas aquellas operadas por la Sucursal y por concesionarios que operan bajo la marca;
- la *división empresa a empresa*, la cual representó el 42,4% de las ventas de combustible por volumen del año 2025, incluye ventas a clientes industriales y mayoristas (25,3%), clientes de los sectores de aviación y marítimo (7,4% y 8,5%, respectivamente), ventas de lubricantes (0,4%) y productos químicos (0,7%); y
- la *división de abastecimiento*, la cual representó el 20,4% de las ventas de combustible por volumen del año 2025, la que se encarga principalmente de las exportaciones, importaciones

[21] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

y operaciones comerciales con otras compañías del sector de petróleo y gas.

El siguiente gráfico es una descripción funcional de las actividades de refinación, distribución y comercialización de la Sucursal[22]:



(1) Materias primas, destilados intermedios y productos terminados

Refinación[23]

La refinería de la Sucursal está ubicada en la ciudad de Campana, Provincia de Buenos Aires, aproximadamente 75 kilómetros al noroeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, sobre el Río Paraná.

La refinería es una de las más importantes de la Argentina en términos de capacidad de procesamiento y de conversión de petróleo crudo pesado (producido en la región sur de la Argentina), lo cual le permite obtener productos de mayor valor agregado, entre ellos, gasoil, nafta, combustible de aviación, y gas licuado de petróleo y otros productos refinados, que incluyen solventes para usos petroquímicos y el coque utilizado en la industria de calcinación. La refinería se construyó originalmente en 1906 como una planta simple de tipo "*hydro skimming*" y tuvo varias reformas a lo largo de los años, la última de ellas, finalizada durante 2020.

La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 16% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina al 31 de diciembre de 2025. La utilización de la capacidad, definida como la capacidad efectivamente utilizada de cada unidad de la refinería, dividida por la capacidad máxima de refinación, fue de 90%, 87% y 84% en 2023, 2024 y 2025, respectivamente. La refinería procesó un promedio de 85, 85 y 84 mil barriles de petróleo crudo por día en 2023, 2024 y 2025, respectivamente. De la cantidad total de petróleo crudo procesado en la refinería de Campana en 2025, el 75% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30º de densidad en la escala API (principalmente, Escalante), y el resto (25%) petróleo crudo liviano con una gravedad superior a 40º API.

La refinería consta de las siguientes unidades principales:

- una unidad de destilación atmosférica y una unidad de destilación al vacío e instalaciones auxiliares;
- una unidad de coqueo retardado, la cual le permite a la Sucursal procesar un mayor volumen de petróleo crudo pesado y producir mayores cantidades de combustibles livianos con mayor valor agregado;
- una unidad de craqueo catalítico en lecho fluidizado para convertir, a través de un proceso catalítico, la materia prima (destilados pesados) en flujos de nafta y gasoil comercial;
- tres unidades de hidrotratamiento para eliminar el azufre, las olefinas, el nitrógeno y algunos compuestos aromáticos, las cuales le permiten a la Sucursal reducir los niveles de azufre en sus productos para que cumplan con las estrictas normas ambientales vigentes; a su vez, cuenta con instalaciones que permiten recuperar el azufre para ser comercializado principalmente a la industria de fertilizantes;
- una unidad reformadora en la que se utiliza un agente catalítico para obtener una mayor producción

[22] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[23] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

de nafta de alto octanaje a partir de cortes de nafta; y

- una unidad de hidrogenación de solventes, la cual procesa nafta y aguarrás para producir solventes alifáticos de-aromatizados para usos químicos.

Además, la Sucursal posee una planta de mezcla y acondicionamiento de aceites lubricantes en la refinería, con una capacidad instalada de más de 700.000 barriles al año, donde se mezclan bases lubricantes importadas y aditivos para abastecer de lubricantes a las estaciones de servicio y clientes industriales de la Sucursal.

Hace algunos años se llevó a cabo en la refinería de Campana un proyecto de modernización y mejoras como parte de un ambicioso plan de ampliación de esta. La inversión principal del proyecto requirió un total de US$1.5 mil millones y tuvo lugar mayormente entre los años 2016 y 2020.

Adicionalmente al proyecto antes mencionado, la Sucursal sigue adelante con el plan de modernización de la refinería de Campana y sus respectivas instalaciones, incorporando nuevos procesos diseñados para cumplir con las especificaciones de productos locales cada vez más exigentes, permitiéndole a la Sucursal producir una gama más amplia de productos de alto margen, como así también con otros proyectos menores y complementarios. Estas modernizaciones han contribuido a mejorar el margen de refinación y atender de mejor manera las necesidades de sus clientes, cuya demanda de productos refinados de mayor calidad ha crecido en los últimos años. Estas modernizaciones también han contribuido a mantener la posición de mercado de la Sucursal en la Argentina y cumplir con las reglamentaciones ambientales.

Los principales objetivos del plan de expansión de la refinería de Campana consistieron en incrementar la capacidad de procesamiento de crudo de la refinería y obtener mayor cantidad de productos de alto valor por cada barril de crudo que se procesa en la refinería.

El proyecto de ampliación también apuntó a aportar mayor flexibilidad operativa y posibilitar futuros incrementos de la producción en la medida de lo necesario, facilitando así futuras expansiones de la refinería de Campana.

Como parte de los esfuerzos de la Argentina para disminuir la contaminación atmosférica, todos los productos de petróleo vendidos en la Argentina deben cumplir con normas ambientales cada vez más exigentes. A su vez, el plan de ampliación de la refinería de Campana mejoró la calidad de los combustibles producidos por la Sucursal y redujo las emisiones, permitiéndole a la Argentina incrementar la producción de combustibles limpios en un 8%. Adicionalmente, producto de los mencionados procesos de modernización y actualización, la Sucursal no requiere de gasoil con contenido ultra bajo de azufre (gasoil Grado 3) importado para abastecer la demanda con una operación habitual de la refinería de Campana.

Específicamente, la nueva unidad de tratamiento de gases remueve el azufre del gas combustible generado en el proceso de refinación, permitiendo así reducir las emisiones de SO2 (óxidos de azufre) en un 99%. Esto permite cumplir con los nuevos requisitos regulatorios aplicables al gasoil grado 2 y 3 establecidos para enero de 2024, de acuerdo con las Resoluciones N°5/16, N°558/19 y 576/19 de la SE.

El siguiente cuadro describe las especificaciones de azufre aplicables a productos refinados:

Especificaciones de azufre en ppm	**Después de enero de 2024**
Nafta regular (Nafta Grado 2).....	50 (*)
Nafta Premium (Nafta Grado 3)	10
Gasoil regular zonas de baja densidad (gasoil Grado 2 LD).....	350
Gasoil regular zonas de alta densidad (gasoil Grado 2 HD)	350
Gasoil con contenido ultrabajo de azufre (gasoil Grado 3).....	10

(*) dispensa a 150 ppm otorgada por la Secretaría de Energía de la Nación hasta el 31 de diciembre de 2026 con evidencias de proyecto en curso. La Sucursal está llevando a cabo el proyecto de Hidrotratamiento de Nafta Catalítica.

Producción[24]

En la refinería se elabora una amplia gama de productos derivados del petróleo crudo. El siguiente cuadro indica, por categoría, la producción de productos de petróleo refinados por volumen para los períodos indicados[25]:

[24] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[25] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
		(miles de barriles por día)	
Materia prima			
Petróleo crudo [(1)]	85,3	84,9	83,7
Otras compras [(2)]	0,7	1,0	0,0
Total	86,0	85,9	83,7
Productos refinados			
Gasoil	38,6	38,0	38,2
Nafta para automóviles	19,8	17,6	18,5
Otras naftas	5,2	7,4	6,4
Combustible de aviación	6,8	7,1	7,1
Fuel oil / IFO	5,4	5,0	5,8
GLP	6,1	6,0	5,5
Coque	8,4	7,8	7,9
Otros productos refinados	3,9	3,8	3,6
Total productos refinados	94,2	92,8	93,0
Químicos			
Hexano	0,4	0,4	0,4
Solventes	0,2	0,2	0,2
Total químicos	0,6	0,6	0,6
Total productos refinados y químicos	**94,8**	**93,4**	**93,6**

(1) Incluye importaciones de crudo.

(2) Incluye compras de componentes para *blending* o procesamiento y excluye compras de productos terminados.

En el año 2025, el área de producción del segmento *downstream* produjo un promedio de 93,6 miles de barriles de productos refinados por día y la refinería de Campana despachó un total de 5,92 millones de metros cúbicos de productos refinados, al mercado local y a los mercados internacionales (incluyendo su producción interna y compras de terceros).

El gasoil y la nafta representan el grueso de la producción de refinados de la Sucursal. Durante 2025, el gasoil representó la mayor parte de las ventas de productos refinados por volumen (48%), seguido de la nafta (23%), combustible de aviación (8%), IFO (4%) y otros productos refinados (16%).

Suministro de petróleo crudo[26]

La Sucursal obtiene el petróleo crudo que procesa a través de su negocio de *upstream*, representando aproximadamente el 96% del petróleo crudo procesado. El crudo restante es adquirido de terceros a un precio por barril que varía según el grado de petróleo crudo.

La refinería de Campana es abastecida a través de un oleoducto exclusivo que conecta las ciudades de Campana y Brandsen, donde se encuentra ubicada una terminal de petróleo crudo. En Brandsen, este oleoducto exclusivo se conecta con el oleoducto de YPF que vincula Puerto Rosales (Bahía Blanca) con La Plata. Este acuerdo logístico se celebró con el objetivo de abastecer las necesidades actuales de petróleo crudo de la refinería; sin perjuicio de ello, el petróleo crudo necesario para abastecer a la refinería de Campana también puede ser transportado por buques.

En noviembre de 2020 la Sucursal ejerció su derecho contractual de adquirir la terminal de Brandsen y el oleoducto Brandsen - Campana a OTE titular de la concesión de transporte; asimismo prorrogó con YPF el contrato de transporte desde Puerto Rosales a Brandsen. Mediante Resolución SE N°517/2022 de fecha 4 de julio de 2022, la Secretaría de Energía aprobó la cesión de la concesión de transporte de petróleo crudo del oleoducto Brandsen-Campana de OTE a la Emisora, quien se constituyó como concesionaria a partir del 1 de septiembre de 2022.

Todo el crudo entrante a la refinería de Campana se recibe y almacena en alguno de los cuatro tanques de almacenamiento de crudo situados en ella. La capacidad de almacenamiento de petróleo crudo de la refinería es de 645.000 barriles aproximadamente, o cerca de siete días a plena producción.

Distribución y comercialización[27]

La distribución de combustibles de la Sucursal se realiza desde cuatro terminales propias totalmente automatizadas y una logística eficiente combinando flota fluvial y terrestre, que le permite transportar la

[26] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[27] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

producción de combustibles terminados de la refinería de Campana a todos los puntos de consumo del país. La distribución a clientes finales se realiza por camiones o buques: (i) desde Terminal Campana, ubicada dentro de la refinería del mismo nombre sobre el Rio Paraná, (ii) desde Terminal Galván, ubicada en la ciudad de Bahía Blanca sobre el puerto de Galván en el sur de la Provincia de Buenos Aires, (iii) desde Terminal San Lorenzo, ubicada en la ciudad del mismo nombre en el sur de la Provincia de Santa Fe sobre el Rio Paraná, y (iv) desde Caleta Paula, ubicada en la ciudad de Caleta Olivia en la Provincia de Santa Cruz.

A continuación, se detalla la capacidad de despacho máxima de cada terminal de distribución: (i) Campana: 97.000 barriles por día (incluyendo nafta, gasoil, fuel oil, combustible de aviación y querosén); (ii) Galván: 28.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); (iii) San Lorenzo: 57.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil); y (iv) Caleta Paula: 19.000 barriles por día (incluyendo nafta y gasoil).

La Sucursal abastece de combustible de aviación (*jet-fuel*) a las principales aerolíneas internacionales a través de estaciones de reabastecimiento en el Aeropuerto Internacional de Ezeiza Ministro Pistarini, ubicado en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires ("Ezeiza"), el principal aeropuerto internacional de la Argentina; el Aeropuerto Internacional Jorge Newbery, ubicado en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("Aeroparque"); y el Aeropuerto Internacional Ingeniero A. Taravella de Pajas Blancas, ubicado en la Provincia de Córdoba ("Pajas Blancas"). Para más información sobre las terminales de carga, véase "*— Descripción de las actividades o negocios—Ventas de combustible— Aviación*".

La logística de abastecimiento de petróleo crudo hacia la refinería de Campana se realiza a través de una terminal propia ubicada en la ciudad de Brandsen en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad de almacenamiento de 380.000 barriles y un ducto de 166 km que alimenta en operación continua la refinería de Campana.

La red de distribución terrestre está compuesta por flotas de terceros en virtud de contratos de transporte por plazo determinado por hasta unos cinco millones de metros cúbicos de productos limpios y de desecho, usando un sistema moderno, seguro y eficiente en la red de camiones de carga.

Canales de venta de productos refinados

La Sucursal comercializa sus productos a través de los siguientes canales:

- la red de estaciones de servicio de Axion, la cual incluye estaciones de servicio de propiedad de la Sucursal y operadas por ésta, estaciones de servicio de propiedad de la Sucursal y operadas por concesionarios, y estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios en virtud de contratos de suministro a largo plazo, situadas a lo largo y ancho del país, principalmente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y las Provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Córdoba;
- la red de distribuidores exclusivos de Axion que abastecen al agro y distintos sectores de la industria (minería, oil & gas y transporte), proveyendo una solución logística a través de modernas instalaciones y flotas de distribución capilar;
- comercialización mayorista a estaciones de servicio y distribuidores minoristas independientes;
- clientes industriales, incluyendo plantas de generación de energía, empresas mineras, metalúrgicas y empresas de transporte, entre otras;
- aerolíneas;
- empresas marítimas; y
- contratos de suministro a corto plazo y ventas *spot*.

Las ventas de la Sucursal están organizadas en tres líneas de productos principales:

- combustible comercializado a través de la división minorista, la división empresa a empresa (la que incluye ventas a clientes de los sectores de aviación, marítimo, industrial y mayorista) y la división de abastecimiento;
- lubricantes; y
- productos químicos.

El siguiente cuadro detalla el volumen de ventas de productos refinados para los períodos 2023, 2024 y

2025[28]:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
	(Volumen en miles de m^3)		
Minorista [(1)]	2.474,2	2.135,7	2.145,8
Empresa a empresa			
Industrial y mayorista [(2)]	1.258,6	1.355,9	1.460,5
Sector marítimo [(3)]	462,2	462,6	490,7
Sector de aviación [(4)]	376,3	395,9	427,5
Abastecimiento [(5)]	984,3	1.235,6	1.175,8
Total ventas de combustible	5.555,6	5.585,7	5.700,5
Lubricantes	19,8	21,0	23,7
Productos químicos	38,3	40,8	41,1
Ventas Totales	**5.613,8**	**5.647,6**	**5.765,2**

(1) Incluye nafta y gasoil a través de su red "Axion energy" y redes de concesionarios.
(2) Incluye gasoil, fuel oil, nafta, asfaltos, coque, GLP y querosén.
(3) Incluye ventas de fuel oil y gasoil para el sector marítimo.
(4) Incluye ventas de combustible de aviación en los aeropuertos de Buenos Aires y Córdoba.
(5) Incluye ventas *spot* en el mercado interno, principalmente, a compañías del sector, y exportaciones.

El siguiente cuadro muestra las ventas de productos refinados para los períodos indicados[29]:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
	(Volumen en miles de m^3)		
Gas oil	2.330,2	2.358,1	2.535,5
Nafta	1.409,0	1.292,5	1.302,5
Combustible de aviación	391,0	416,0	447,1
Aceite combustible	321,8	290,0	328,7
Otros	1,161,7	1.290,8	1.151,3
Ventas Totales	**5.613,8**	**5.647,6**	**5.765,2**

Ventas de combustible[30]

Ventas minoristas[31]

La Sucursal vende grados regulares y *premium* de nafta y gasoil sin plomo, así como GNC, a través de la red de estaciones de servicio Axion en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sucursal realizó ventas minoristas a través de 567 estaciones de servicio ubicadas en todo el país. A la misma fecha la Sucursal, a través de su negocio de *downstream*, era propietaria de 53 estaciones de servicio operadas directamente por ella y de otras 17 estaciones de servicio operadas por concesionarios, mientras que las 497 estaciones de servicio restantes eran de propiedad de terceros concesionarios y operadas por ellos.

El siguiente cuadro detalla las estaciones de servicio operadas por la Sucursal y operadas por concesionarios para cada uno de los períodos indicados[32]:

	Al 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por la Sucursal	54	55	53
Estaciones de servicio de propiedad de la Sucursal y operadas por concesionarios	21	20	17
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por concesionarios	493	501	497
Total	**568**	**576**	**567**

La Sucursal comercializa sus combustibles bajo las marcas "AXION energy" en sus estaciones de servicio:(i) "QUANTIUM", una nafta premium, sin plomo, de alto octanaje, con aditivos de performance

[28] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[29] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[30] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[31] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[32] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

y el más bajo contenido de azufre (<10 ppm), compatible con la norma sobre emisiones Euro 5 y superiores; (ii) "AXION SUPER", una nafta de calidad superior, sin plomo, con aditivos de performance y bajo contenido de azufre; (<150 ppm); (iii) "QUANTIUM DIÉSEL X10", un combustible premium para motores diésel, compatible con la norma sobre emisiones Euro 5 y superiores, contiene aditivos de performance y limpieza, y presenta el más bajo contenido de azufre (<10 ppm); (iv) "AXION DIÉSEL X10", un combustible para motores diésel con el más bajo contenido de azufre (<10 ppm), compatible con la norma sobre emisiones Euro 5 y superiores.

Además, en algunas de sus estaciones de servicio, la Sucursal revende GNC que adquiere de terceros, como combustible alternativo para vehículos automotores.

Los combustibles de marca "AXION energy" incluyen mezclas de biocombustibles para cumplir con las exigencias de la SE (etanol y biodiesel, para naftas y gasoil, respectivamente).

La Sucursal lleva adelante sostenidamente un programa de fortalecimiento de su imagen y efectúa periódicamente trabajos de ingeniería y construcción en su red de estaciones de servicios de marca "AXION energy".

En octubre de 2014, se inauguró la primera estación de servicio "AXION energy". Al 31 de diciembre de 2020, la Sucursal contaba con el 100% de sus estaciones de servicio "Axion energy" (operadas por la Sucursal y por concesionarios), ya funcionando con el cambio de marca.

En la Argentina, la mayoría de las estaciones de servicio de la Sucursal también cuentan con tiendas de conveniencia, las cuales son operadas directamente por ésta o por terceros. Estas tiendas llevan el nombre de "Spot!" y "Spot! Café", el nuevo formato de tienda de autoservicio para estaciones de servicio Axion, buscando ofrecer a sus clientes la más amplia variedad y calidad de productos.

Industrial y Mayorista[33]

La Sucursal abastece a sus clientes industriales, comerciales y mayoristas de una amplia variedad de productos tales como naftas, gasoil, querosén, GLP, fuel oil y coque. Los clientes industriales de la Sucursal incluyen diversos subsegmentos.

Las ventas de la Sucursal a estos clientes se concentran en los siguientes tipos de clientes:

- usinas eléctricas (generación térmica) y CAMMESA, que celebran contratos y/o licitaciones por plazo determinado de compra de fuel oil y gasoil asociados a la disponibilidad de gas natural;
- distribuidores exclusivos de Axion que, a través de una red de 64 sitios, abastecen gasoil de máxima calidad y lubricantes a productores agropecuarios, empresas de transporte y otras industrias;
- revendedores y estaciones de servicio de bandera blanca, que compran naftas, gasoil, fuel oil, coque y productos intermedios para reventa a clientes finales;
- empresas de transporte (de carga y pasajeros), que compran principalmente gasoil;
- otras industrias (tales como agro-negocios, empresas mineras, siderúrgicas, petroquímicas y compañías automotrices, entre otras) que compran volúmenes significativos de GLP, gasoil, naftas, fuel oil, coque y azufre; y
- fraccionadoras de GLP.

La distribución a los clientes industriales y comerciales de la Sucursal se realiza a través de camiones o barcos, desde su refinería y desde sus terminales de distribución ubicadas en Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván, San Lorenzo y Caleta Paula.

El siguiente cuadro presenta información sobre las ventas de combustible del segmento *downstream* de la Sucursal a clientes industriales y comerciales, por sub-segmentos y tipos de clientes, para los períodos indicados[34]:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
Tipos de cliente o industria	*(en miles de m^3)*		
Usinas eléctricas	53,3	68,1	23,8

[33] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[34] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
Tipos de cliente o industria		*(en miles de m^3)*	
Revendedores	733,1	906,3	1.018,6
Empresas de transporte	152,5	160,3	156,7
Otras industrias	319,8	252,8	208,8
Total ventas de combustible	**1.258,6**	**1.387,5**	**1.407,9**

Aviación

La Sucursal abastece de combustible a las principales aerolíneas internacionales a través de estaciones de reabastecimiento en el Aeropuerto de Ezeiza, el principal aeropuerto internacional de la Argentina; Aeroparque; y en el Aeropuerto Pajas Blancas, ubicado en la Provincia de Córdoba.

La Sucursal abastece a los aviones con combustible de aviación (*jet fuel*), un tipo de combustible sujeto a estrictos requisitos de calidad internacionales dadas las extremas condiciones de vuelo en las que funcionan las turbinas de las aeronaves.

En el año 2025, la Sucursal fue la tercera proveedora de combustible de aviación más importante de la Argentina, habiendo realizado más de 25.000 operaciones de reabastecimiento con una participación del 21,9% en el mercado de combustibles de aviación de la Argentina, según datos publicados por la SE.

Las empresas antecesoras de la Sucursal cuentan con 49 años de trayectoria en Ezeiza, 13 años en Aeroparque, y 33 en Pajas Blancas, sin accidentes que provocaran la pérdida de días de operaciones de reabastecimiento.

Marítimo[35]

A través de sus terminales de distribución en Campana, San Lorenzo y Puerto Galván, la Sucursal abastece de combustibles marinos a distintos tipos de clientes, tales como embarcaciones de pesca y barcazas que navegan la hidrovía Paraná / Paraguay, cruceros y buques de transporte de pasajeros, y buques de carga internacionales en tránsito en aguas argentinas. El abastecimiento de estos combustibles se realiza a través de camiones, barcazas o mediante una línea directa de combustible desde los muelles de Campana o San Lorenzo. La Sucursal vende fueloil marino en tres grados diferentes (IFO 380, IFO 180 e IFO 60), así como gasoil marino de dos tipos (GOM 500 ppm S y 10 ppm S).

Importaciones y exportaciones[36]

A través de su división de abastecimiento, la Sucursal también realiza operaciones comerciales, ventas a metalúrgicas y exportaciones de combustibles a mercados extranjeros.

En los años 2023, 2024 y 2025, las exportaciones de productos refinados representaron el 15,6%, 18,9% y 18,9%, respectivamente, de combustibles (productos refinados) vendidos por la Sucursal. Las exportaciones realizadas durante 2025 constaron principalmente de naftas intermedias (de muy bajo octanaje) (37% del total exportado) para las que no hubo demanda en la Argentina y coque (42% del total exportado).

Durante el año 2025, la Sucursal importó el 7,7% de las ventas de gasoil, mientras que en 2023 y 2024 no hubo importaciones. Respecto de importaciones de nafta en 2023, 2024 y 2025, la Sucursal importó un 11,5%, 3,7% y 13,5%, respectivamente, para satisfacer sus ventas locales de nafta de gasolina con bajo contenido de azufre.

Lubricantes[37]

A partir de agosto de 2018, la Sucursal y Castrol, compañía líder de lubricantes a nivel mundial, han conformado un acuerdo en la Argentina a partir del cual la Sucursal elabora e importa en forma exclusiva en su planta de Campana el amplio portafolio de lubricantes Castrol para el segmento de autos, motos, vehículos comerciales y flotas, como así también para los segmentos industriales, petróleo, gas y marinos.

La Sucursal comercializa lubricantes Castrol a través de su red de distribuidores autorizados con cobertura nacional y su amplia red de estaciones de servicios y ventas directas a empresas de distinto rubro.

Químicos

Como parte del proceso de refinación de petróleo crudo, la refinería produce solventes alifáticos y olefinas

[35] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.
[36] Nota: Según información de la Secretaría de Energía.
[37] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

para usos químicos y petroquímicos. La Sucursal comercializa olefinas a clientes petroquímicos locales y solventes a clientes industriales y distribuidores, locales y del exterior. En 2025, la Sucursal exportó 8.883 m^3 de solventes alifáticos y hexano y 30.200 toneladas de GLP.

Regulación aplicable a las operaciones del segmento downstream de la Sucursal

Las actividades del segmento *downstream* de la Sucursal en la Argentina se encuentran sujetas a diversas regulaciones federales, provinciales y municipales. Para una descripción sobre las regulaciones aplicables, véase "*—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"* en este Prospecto.

Propiedad intelectual

La Sucursal comercializa sus productos a través de diversas marcas que se encuentran debidamente registradas de acuerdo con las regulaciones aplicables.

Las marcas comerciales o marcas de servicio que aparecen en el Prospecto, incluyendo "*AXION energy*", son de propiedad de sus respectivos titulares. Únicamente para la conveniencia del lector, la Emisora hace referencia a dichas marcas en este Prospecto sin el símbolo ®, pero tales referencias no tienen como propósito indicar que la Emisora no hará valer sus derechos con respecto a dichas marcas con el máximo alcance permitido por ley.

Seguros[38]

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos diversos. La Sucursal contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos daños materiales para los activos *onshore* y *offshore* (incluida su refinería, plantas de lubricantes y terminales), incluyendo pérdida de beneficios por interrupción de las operaciones y pérdida de ingresos por producción, responsabilidad civil *onshore* y *offshore*, responsabilidad civil marítima, responsabilidad civil por suministro de combustible para aviación, costos de control de pozos/gastos extras del operador ("OEE", por sus siglas en inglés) y pérdidas a la carga transportada. La Sucursal mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil operativa frente a terceros con respecto a sus actividades, incluidos los riesgos ambientales por acontecimientos súbitos y accidentales como los derrames de combustible. En forma conjunta con su consultora de seguros, la Sucursal realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Sucursal posee cobertura de reaseguros de empresas líderes del sector en los mercados internacionales e intenta mantener relaciones de largo plazo con sus suscriptores de reaseguro. Los programas de reaseguros de *upstream* y *downstream* de la Sucursal se renuevan el 1 de julio de cada año.

Adicionalmente, la Sucursal contrata una cobertura de seguro de caución ambiental de acuerdo con la Ley Nº25.675 por las siguientes instalaciones: (i) la refinería de Campana; (ii) la planta de lubricantes de Campana; (iii) las terminales de distribución de Campana, Bahía Blanca/Puerto Galván, San Lorenzo y Caleta Paula; (iv) la estación de transporte Brandsen; (v) las terminales de recarga de combustible aeroportuarias de Ezeiza, Pajas Blancas y Aeroparque; y (vi) algunas estaciones de servicio ubicadas principalmente en la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Córdoba. La Sucursal mantiene seguro de accidentes de trabajo (Aseguradora de Riesgo de Trabajo o ART), responsabilidad civil del automotor, bienes y petróleo crudo y productos en depósitos.

La Sucursal considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de la industria en el país en el que opera. Según requieren las normas locales, los seguros se contratan con compañías aseguradoras locales que reaseguran el riesgo en los mercados internacionales (principalmente, Lloyds de Londres, Europa y Estados Unidos). Las pólizas de seguro de la Sucursal se renuevan en tiempo oportuno. Las franquicias conforme a las pólizas de seguro actuales de la Sucursal oscilan hasta US$2 millones para el negocio de *upstream* y hasta US$5 millones para el negocio de *downstream*. Desde 1998, la Sucursal ha efectuado varios reclamos significativos conforme a sus pólizas de seguro por un monto total de US$46 millones, ninguno de los cuales fue rechazado.

Competencia

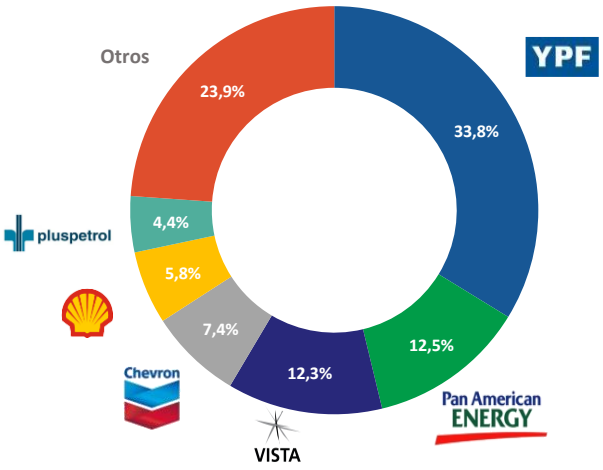
Operaciones de upstream

Sobre una base boe combinada, la Sucursal fue el segundo mayor productor de petróleo y gas en la Argentina durante 2025, representando aproximadamente el 11% de la producción local de petróleo y gas combinada.

La Sucursal fue la segunda productora de petróleo más importante de la Argentina en términos de volumen, representando aproximadamente el 12% de la producción de petróleo local en 2025. Los otros cinco grandes productores de petróleo en Argentina fueron YPF, Vista Oil & Gas, Chevron, Shell y Pluspetrol, que en conjunto con la Compañía representaron aproximadamente el 76% de la producción total de petróleo en

[38] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

2025. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de petróleo de la Argentina durante 2025 con respecto al mercado petrolero argentino.

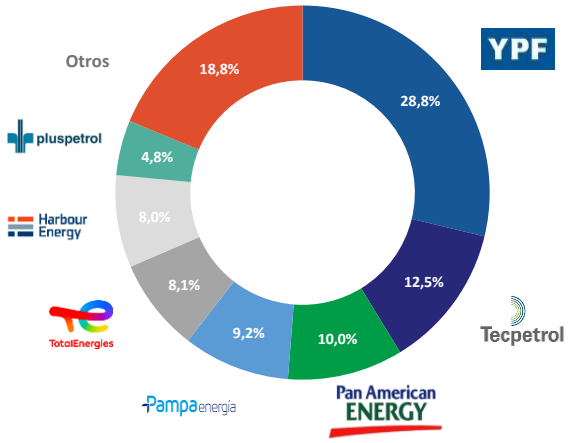


Fuente: IAPG.

La Sucursal fue la tercera productora de gas más importante de la Argentina en términos de volumen en 2025, representando aproximadamente el 10% de la producción de gas local.

Los otros cinco grandes productores de gas en Argentina fueron YPF, Tecpetrol, Total Austral, Pampa y Harbour Energy, que junto con la Compañía representaron aproximadamente un 76% de la producción total de gas en 2025.

El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de gas de la Argentina durante 2025 con respecto al mercado de gas argentino:



Fuente: IAPG.

Operaciones del segmento downstream

Al 31 de diciembre de 2024, trece refinerías de petróleo abastecen al mercado argentino, y tienen una capacidad total de refinación de 612.000 barriles por día. Tres de estas refinerías se encuentran ubicadas a una distancia relativamente cerca del mercado de Buenos Aires. Las tres refinerías que abastecen a Buenos Aires son: (i) la refinería YPF-La Plata (189 mil barriles por día); (ii) la refinería Raizen-Dock Sud (102 mil barriles por día); y (iii) la refinería de Campana de la Sucursal (95 mil barriles por día). Tres, de las trece refinerías existentes en el país, son operadas por YPF (representando en conjunto el 55% de la capacidad total de procesamiento de crudo), y las restantes refinerías son operadas por Raizen S.A. ("Raizen") (17%), la Emisora (16%), Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura") (6%), Refinería del Norte S.A. ("Refinor") (5%) y Refipampa, junto con otras menores, (1%).

Los principales competidores de la Sucursal en los mercados de nafta y gasoil en Argentina son YPF, Shell y Trafigura.

Durante el año 2025, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos

de ventas de gas oil, era del 15,8%, en comparación con 55,7% (YPF), 15,8% (Raizen), y 7,6% (Trafigura), según la SE. En el año 2025, el negocio de *downstream* de la Sucursal tenía una participación en el mercado local, en términos de ventas de nafta, de 12,9%, en comparación con 55,5% (YPF), 22,7% (Raizen), y 5,1% (Trafigura), según la SE.

Durante el año 2025, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de *fuel oil* y aceites combustibles intermedios ("IFO"), fue del 22,2%, en comparación con 11,5% (YPF), 31,8% (Raizen), y 29,0% (Trafigura), según datos de la SE.

Los principales competidores de la Sucursal en términos de ventas de fuel oil, principalmente a las plantas de generación de energía, son YPF, Raizen y Trafigura.

La participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal en 2025, en términos de ventas de combustible de aviación, era de 21,9%, en comparación con 55,3% (YPF) y 22,8% (Raizen), según la SE. Los principales competidores de la Sucursal en el segmento de negocios de GLP son YPF, Raizen y Transportadora de Gas del Sur SA ("TGS").

Cumplimiento ambiental

La Sucursal está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones. Las operaciones de la Sucursal están sujetas a diversas leyes y reglamentaciones locales, provinciales y nacionales relacionadas con el impacto general de las operaciones sobre el medio ambiente, incluyendo, sin limitación, emisiones atmosféricas, uso del agua, la disposición o remediación del suelo y agua afectados con productos y subproductos de petróleo, la disposición de residuos peligrosos, especificaciones de combustibles a fin de abordar el efecto del medio ambiente en la salud y seguridad. La Sucursal ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir con estas leyes y reglamentaciones.

La Sucursal cuenta con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales especialistas en recursos naturales e ingenieros forestales, biólogos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales, que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos y garantizan que las operaciones de la Sucursal cumplan con estas leyes. La dirección de la Sucursal considera que sus operaciones actuales cumplen en todos sus aspectos sustanciales con las leyes y reglamentaciones aplicables en relación con la protección del medio ambiente, según dichas leyes y reglamentaciones son interpretadas y aplicadas a la fecha del presente Prospecto.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas están sujetas a estudios de impacto ambiental en sus respectivas jurisdicciones y cuentan con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con las prácticas de la actividad de recuperación secundaria y también es empleada para actividades de perforación, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta a gestión ambiental, todas las actividades de *upstream* de la Sucursal en la Argentina han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2001. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015 de la norma. Los programas de gestión ambiental y social del segmento *upstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional ("CFI"). En relación con las operaciones del segmento *downstream*, la planta de lubricantes y la planta comercial de Campana de la refinería cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente y a partir del año 2019 tanto la refinería como las terminales de despacho de combustibles de San Lorenzo, Galván y Caleta Paula están certificadas bajo la misma norma en su versión 2015.

Procedimientos legales[39]

La Sucursal periódicamente es parte de procedimientos de arbitraje y acciones legales en el curso habitual de sus negocios, incluyendo ciertos reclamos de terceros, controversias laborales e impositivas con ciertas provincias de la Argentina y la ARCA.

La Sucursal considera que no existen acciones legales, investigaciones, juicios o procedimientos en trámite en su contra o en contra de su patrimonio que puedan tener un efecto sustancial adverso sobre sus negocios, situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina

Información general

La industria del petróleo crudo y del gas natural argentino ha estado y sigue estando sujeta a ciertas políticas y reglamentaciones que han provocado y siguen provocando, en algunos casos, que los precios internos sean

[39] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

inferiores a los precios vigentes en el mercado internacional. Ocasionalmente en el pasado, las restricciones a la exportación y los requisitos de la oferta interna han sido las políticas imperantes para obligar a los productores de petróleo crudo y gas natural locales a desviar los suministros de la exportación o mercados industriales a los clientes locales con subsidios cruzados.

A la fecha de este Prospecto, la industria argentina de petróleo y gas se rige, a nivel federal, principalmente por (i) la Ley N°17.319, promulgada en 1967 (junto con sus modificatorias, la "Ley de Hidrocarburos"), que establece el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural; (ii) la Ley N°24.076, conocida como Ley de Gas Natural de 1992 (junto con sus modificatorias, la "Ley de Gas Natural"), que establece las bases para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural y creó el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS"); (iii) la Ley N°26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2005, que establece el marco regulatorio para la industria y comercialización del GLP (la "Ley de GLP"); y (iv) la Ley N°27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (la "Ley de Bases"), que introdujo modificaciones significativas a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Gas Natural. Asimismo, de conformidad con el Decreto N°50/2019 y el Decreto N°70/2025, el sector está sujeto a la regulación de la SE. La SE está a cargo de elaborar, proponer y ejecutar la política energética nacional. El sector también está sujeto a la Subsecretaría de Hidrocarburos y al Ente Nacional Regulador del Gas y de la Electricidad ("ENRGE"), ambos bajo la autoridad de la SE.

Historia de la industria del petróleo y gas en Argentina

Desde sus inicios en 1907, la industria del petróleo y gas en Argentina ha sido altamente regulada y se ha caracterizado por interferencias importantes del gobierno a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado ("YPF S.E."), creada en 1922, una de las primeras Compañías Petroleras Nacionales en la historia ("NOC", por sus siglas en inglés).

Desde 1920 hasta 1990, el sector público argentino dominó la exploración, explotación, desarrollo, producción, transporte, refinación y distribución de hidrocarburos, mientras que el sector privado sólo desempeñó un papel secundario, limitado a actividades bajo contrato con YPF S.E. y Gas del Estado S.E., la empresa estatal que operaba el sistema de transmisión y distribución de gas natural.

Desde su promulgación en 1967, la Ley de Hidrocarburos estableció el marco legal básico para la exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural. Si bien esta ley establece un "sistema de concesiones (impuestos y regalías)", hasta antes de 1990, no se había otorgado ninguna concesión en virtud de la misma y casi todas las tareas de exploración y explotación de petróleo crudo en la Argentina estaban a cargo de YPF S.E., o de empresas privadas en su nombre que operaban en virtud de contratos de servicio.

Tras la promulgación en 1989 de las Leyes Nº23.696 y N°23.697 (la "Ley de Emergencia Económica" y la "Ley de Reforma del Estado", respectivamente), que abogaron por la desregulación de la economía y la privatización de empresas estatales argentinas, en ese mismo año se promulgaron ciertos decretos presidenciales (Decretos N°1055/89, N°1212/89 y N°1589/89; en conjunto los "Decretos de Desregulación Petrolera") con relación a la desmonopolización y la desregulación de la industria del petróleo y del gas. Los Decretos de Desregulación Petrolera eliminaron las restricciones sobre las importaciones y exportaciones de petróleo crudo y, a partir del 1° de enero de 1991, desregularon la industria petrolera nacional, incluidos los precios del petróleo crudo y productos derivados.

En 1992, se promulgó la Ley de Gas Natural, que configuró el fundamento para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural. Después de un período de transición, la desregulación de los precios del gas natural finalmente tuvo lugar en enero de 1994. Como consecuencia, los precios en boca de pozo podían negociarse libremente entre las partes, generalmente en virtud de contratos a largo plazo, ya sea con empresas de servicios públicos de gas natural, generadores de energía, industrias o incluso clientes extranjeros.

La Ley de Gas Natural también dispuso la creación del ENARGAS para administrar y hacer cumplir el marco legal recién adoptado para el transporte, la distribución y la venta de gas natural en Argentina. Esta nueva estructura legal para la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas y demás transportistas tienen acceso abierto a toda la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sin discriminación alguna. Se construyeron gasoductos transfronterizos para la interconexión entre Argentina, Chile, Brasil y Uruguay, y hasta la medida permitida por el gobierno nacional, los productores han estado exportando gas natural a los mercados uruguayo, chileno y brasileño.

A pesar del éxito del marco regulatorio de petróleo y gas natural a lo largo de la década de los 90, a principios de 2002, en medio de una crisis financiera, Argentina comenzó a modificar su política de petróleo y gas natural hacia un sistema más regulado y controlado por el gobierno.

En enero de 2002, el Congreso de la Nación promulgó la Ley Nº25.561 (la "Ley de Emergencia Pública"), la cual representó un cambio profundo en el modelo económico vigente a partir de esa fecha. La Ley de Emergencia Pública, entre otras cuestiones, otorgó al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de promulgar todas las reglamentaciones necesarias con el fin de superar la crisis económica que Argentina enfrentaba en ese entonces. La Ley de Emergencia Pública ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros a la exportación de hidrocarburos, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota aplicable. Después de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, se sancionaron varias otras leyes y regulaciones con el fin de superar la crisis económica, incluyendo (1) la conversión a pesos de depósitos, obligaciones y tarifas de servicios públicos, incluyendo, entre otros, los servicios de distribución de electricidad y gas natural; y (2) la imposición de derechos aduaneros a la exportación de hidrocarburos con instrucciones del Poder Ejecutivo Nacional para establecer la alícuota aplicable de los mismos. A partir de 2002, las autoridades argentinas también adoptaron una serie de medidas que restringían las exportaciones de gas natural desde Argentina. Estas medidas incluyeron la emisión de instrucciones de suministro doméstico (que requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno argentino), la emisión de instrucciones expresas para suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de restricciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de empresas transportistas y/o comités de emergencia creados para abordar situaciones de crisis. En relación con las actividades de refinación y comercialización de combustibles, a partir de 2004, el gobierno emitió varias resoluciones que restringieron la capacidad de las refinerías para comercializar su producción y establecieron una obligación de suministro obligatorio. La Ley de Emergencia Pública venció el 31 de diciembre de 2017, salvo específicamente con respecto a la emergencia social, la cual se prorrogó parcialmente hasta el 31 de diciembre de 2019 a través de la Ley Nº27.345.

En octubre de 2004, el Congreso de la Nación promulgó la Ley Nº25.943 a través de la cual se creó Energía Argentina S.A. ("ENARSA"), una empresa estatal de energía, dedicada principalmente a la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, almacenamiento, comercialización e industrialización de dichos productos, así como también el transporte y distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. La Ley N°25.943 otorgó a ENARSA todas las concesiones de exploración respecto de áreas costa afuera (offshore) ubicados a más de 12 millas náuticas de la línea de costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que se encontraban vacantes al momento de la entrada en vigencia de esta ley (es decir, el 3 de noviembre de 2004).

El 3 de mayo de 2012, el Congreso de la Nación promulgó la Ley Nº26.741 mediante la cual se declaró de interés público y se aprobó la expropiación de las acciones de YPF pertenecientes, en forma directa o indirecta, a Repsol YPF S.A. ("Repsol") y sus entidades controladas o controlantes representativas del 51% del total del capital social de YPF. Las acciones sujetas a expropiación, que fueron declaradas de interés público, se distribuyeron de la siguiente manera: el 51% al gobierno nacional y el 49% restante entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. El proceso de expropiación se completó en 2014 cuando Repsol y el Gobierno argentino celebraron un acuerdo transaccional que preveía la compensación por las acciones expropiadas. La Ley Nº26.741 también declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como una prioridad de la política energética nacional.

En 2014, se aprobó la Ley Nº27.007 para promover la explotación no convencional de hidrocarburos y reservas *offshore* y comprobadas de hidrocarburos. Las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley Nº27.007 incluyen, entre otras, (i) establecer los plazos básicos de los permisos de exploración según su tipo (convencionales o no convencionales), (ii) introducir modificaciones con respecto a la restitución de la superficie en permisos de exploración, (iii) crear concesiones de explotación no convencionales que autoricen a sus titulares a exigir la subdivisión de un área existente en nuevas áreas y a que se le otorguen concesiones de explotación adicionales no convencionales, (iv) permitir al titular de una concesión de explotación no convencional que solicite la unificación con una concesión convencional adyacente y preexistente de su propiedad, (v) permitir una reducción de regalías de hasta el 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera y hasta el 25% durante 10 años en regalías aplicables a una concesión de explotación no convencional, (vi) establecer nuevos plazos para concesiones de explotación según el tipo (convencionales, no convencionales y *offshore*), con la opción de solicitar prórrogas por un plazo de 10 años cada una de ellas, (vii) modificar el plan de regalías estableciendo, entre otros, (a) una posible reducción por parte de la autoridad que corresponda de hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos, y (b) en caso de prórrogas, una reducción de hasta el 3% de las regalías aplicables al momento de la prórroga y hasta un máximo total de 18% en el pago de regalías para las siguientes prórrogas, y (viii) convertir en ley determinadas normas relacionadas con la importación de equipos de perforación en virtud del Decreto Nº927/2013 y el régimen de promoción para la explotación de hidrocarburos establecido en el Decreto Nº929/2013.

Desregulación

Desde fines de 2023, el Gobierno Argentino ha estado desregulando el sector de petróleo y gas mediante la promulgación de decretos y legislación. El 18 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N°55/2023 (el "Decreto 55") mediante el cual declaró el estado de emergencia de los sectores de transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024, estableciendo un proceso de revisión tarifaria frente a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, el cual fue prorrogado hasta el 9 de julio de 2026, mediante el Decreto N°370/2025, de fecha 2 de junio de 2025, y luego hasta el 31 de diciembre de 2027 mediante el Decreto N°49/2026, de fecha 26 de enero de 2026 (el "Decreto 49"). El 12 de diciembre de 2023 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023 (el "Decreto 70") en el Boletín Oficial, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 e iniciando un proceso de desregulación económica. El Decreto 70 declaró la esencialidad del sector energético para reestructurar la economía, buscando promover la inversión en dicho sector, por lo cual derogó: (i) el Decreto N°1060/2000, relativo a los plazos máximos para los contratos de abastecimiento de combustibles; (ii) el Decreto N°1491/2002, relativo a los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica; (iii) el Decreto N°634/2003, relativo a las ampliaciones de transporte de energía eléctrica en alta tensión; (iv) la Ley del Plan Federal de Transporte Eléctrico N°25.822; y (vi) el Decreto N°311/2006, relativo a los préstamos reintegrables al fondo unificado administrado por la SE.

Con fecha 8 de julio de 2024, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley de Bases, la cual establece una reforma integral que introduce modificaciones en diversas áreas del marco normativo argentino con el objetivo de fomentar la inversión, modernizar la administración pública y promover el crecimiento económico. Tanto la Ley de Bases como su Decreto reglamentario N°1057/2024 (el "Decreto 1057"), publicado en el Boletín Oficial el 29 de noviembre de 2024, introdujeron varios cambios significativos en el sector energético, modificando la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Gas Natural y las Leyes N°15.336 y N°24.065 sobre electricidad.

En términos generales, las modificaciones que introduce la Ley de Bases al sector hidrocarburífero comprenden: (i) la ampliación de su alcance, sometiendo a las actividades de procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos a la Ley de Hidrocarburos, y (ii) la ampliación de los objetivos principales de dicha ley, incorporando como uno nuevo la maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos del país. Todo ello en conjunto con el establecimiento de un régimen que apunta a la transformación de la Argentina en un país exportador de hidrocarburos, y fundamentalmente de gas natural. De esta misma forma, el Decreto 1057 agrega el libre mercado, la competencia, la eficiencia, el alineamiento de los precios internos con los internacionales, la integración al comercio mundial, los contratos de largo plazo y la seguridad de suministro doméstico como principios de la política energética que regirán en todas las instancias de la cadena de producción hidrocarburífera.

El 7 de julio de 2025, el Decreto N°451/2025 aprobó una versión revisada de la Ley de Gas Natural, incorporando principios introducidos por la Ley de Bases, como el derecho a exportar libremente gas natural, entre otras modificaciones.

Adicionalmente, en la misma fecha, el Decreto N°452/2025 creó el ENRGE como organismo autónomo y descentralizado en el marco de la SE. El ENRGE consolida las funciones previamente asignadas al ENARGAS y al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el "ENRE") en virtud de la Ley de Gas Natural y la Ley de Electricidad N°24.065.

La Ley de Bases aprobó, en su título VII, el "Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones" (el "RIGI"). Este régimen ofrece un conjunto integral de beneficios diseñados para atraer inversiones, estableciendo un monto mínimo de inversión de US$200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones) -pudiendo ser elevado por el Poder Ejecutivo Nacional hasta US$900.000.000 (Dólares Estadounidenses novecientos millones). Las actividades elegibles para los beneficios del RIGI dentro del sector de petróleo y gas incluyen: (a) la construcción de infraestructura para el procesamiento y transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos, (b) la producción, licuefacción y exportación de GNL, (c) la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos *offshore*, (d) la construcción de plantas de tratamiento, de separación de líquidos de gas natural, oleoductos, gasoductos, poliductos e instalaciones de almacenamiento, y (e) la petroquímica, incluyendo la producción de fertilizantes y refinación.

El RIGI también establece un régimen especial para los Vehículos de Proyecto Único ("VPU") titulares de un proyecto que califique como proyecto de Exportación Estratégica de Largo Plazo. Entre sus principales ventajas, el RIGI garantiza estabilidad normativa en materia cambiaria, fiscal y aduanera, asegurando que los beneficios otorgados y el marco legal vigente al momento de la adhesión al régimen no se verán

afectados por futuras regulaciones durante un período de 30 años, brindando así previsibilidad a los inversores a largo plazo. Además de la estabilidad regulatoria, este régimen ofrece otros beneficios clave, como: (i) la libre disponibilidad de la producción del proyecto (incluyendo exportaciones), (ii) la posibilidad de exportar sin restricciones, (iii) la protección contra expropiaciones sin indemnización previa, y (iv) la operación ininterrumpida de los proyectos adheridos. También establece un régimen especial de amortización acelerada, exención de derechos de importación para bienes de capital, insumos y repuestos destinados al proyecto y ciertas excepciones a determinados pagos a beneficiarios del exterior, entre otros.

Con relación al impuesto a las ganancias, entre otras cuestiones, se estableció que: (i) los VPU adheridos al RIGI estarán sujetos a una alícuota corporativa del 25% respecto de la ganancia neta sujeta a impuesto que surja en un determinado período fiscal desde la adhesión del VPU al RIGI, y (ii) la ganancia neta de las personas humanas y sucesiones indivisas derivada de los dividendos y utilidades (artículos 49 y 50 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (según este término se define más adelante)), y las remesas de utilidades a la casa matriz (inciso b) del artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias) derivadas del, VPU adherido al RIGI estarán alcanzados por una alícuota del 7% y, luego de siete años contados desde la adhesión del VPU al RIGI, por una alícuota del 3,5%, la que aplicará también a cualquier dividendo o utilidad distribuida por el VPU luego de transcurridos siete años desde el cierre del período fiscal correspondiente a la fecha de adhesión al RIGI, sin importar el período en el que la ganancia que se distribuye haya sido generada.

En términos cambiarios, el régimen permite la libre disponibilidad de divisas para la repatriación de utilidades y la cancelación de deudas asociadas al proyecto, eliminando restricciones que tradicionalmente han afectado a las inversiones extranjeras en Argentina. Para mayor información, véase "*Información Adicional— Controles de Cambio*" en este Prospecto. Estos incentivos buscan generar un entorno atractivo y predecible para la inversión a largo plazo, promoviendo el desarrollo de sectores estratégicos con impacto en la economía nacional.

El Decreto Reglamentario N°749/2024, publicado el 23 de agosto de 2024 (conforme el mismo fue modificado por el Decreto N°940/2024 de fecha 22 de octubre de 2024, por el Decreto N°1028/2024 de fecha 22 de noviembre de 2024 y por el Decreto N°105/2026 de fecha 19 de febrero de 2026, el "Decreto 749"), estableció las disposiciones de implementación del RIGI. En tal sentido, el Decreto 749 designó al Ministerio de Economía como la autoridad de aplicación del RIGI. El Decreto 749 estableció los montos mínimos de inversión que deben cumplir los proyectos para ser considerados dentro del RIGI para los proyectos de petróleo y gas:

- Inversión mínima general: US$200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones).
- Exploración, Explotación y Producción de hidrocarburos líquidos costa afuera, el monto mínimo de inversión es de US$200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones).
- Explotación y Producción de nuevos desarrollos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, el monto mínimo de inversión es de US$600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones).
- Proyectos de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, la inversión mínima se fijó en US$300.000.000 (Dólares Estadounidenses trescientos millones).
- Exploración estratégica de largo plazo el monto mínimo de inversión es de US$2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones).

Adicionalmente, el Decreto 749 creó registros específicos para la implementación del RIGI. Entre tales registros se encuentran: (i) el Registro de VPUs, destinado a las entidades jurídicas que desarrollen proyectos bajo el RIGI; (ii) el Registro de Proyectos Estratégicos de Exportación a Largo Plazo, que agrupará aquellos proyectos que posicionen a Argentina como proveedor relevante en mercados internacionales; y (iii) el Registro de Proveedores, para empresas que suministren bienes y servicios a los proyectos adheridos.

Con fecha 3 de septiembre de 2024, el Ministerio de Economía, a través de la Resolución N°814/2024, creó el Comité Evaluador de Proyectos RIGI. Este comité tendrá a su cargo la evaluación final de las solicitudes de adhesión al RIGI y los planes de inversión presentados por los VPU. Asimismo, la Resolución N°814/2024 del Ministerio de Economía creó la Unidad de Coordinación RIGI, la cual estará a cargo del Secretario Coordinador de Energía y Minería, y se encargará de asistir al Comité Evaluador de Proyectos RIGI con el procedimiento a llevar a cabo frente a las solicitudes de adhesión al RIGI.

Con fecha 22 de octubre de 2024, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°1074/2024 del Ministerio de Economía (la "Resolución 1074"), que aprueba los "Procedimientos para la Implementación del RIGI*"* y que regula, entre otras cuestiones, los bienes de capital elegibles, los requisitos de contenido

local y las importaciones asociadas a los proyectos RIGI. La Resolución 1074 fue posteriormente modificada y complementada por la Resolución N°1358/2024 y la Resolución N°983/2025 del Ministerio de Economía, y la Resolución General N°5590/2024 emitida por ARCA, y sus modificatorias, las cuales regulan con mayor detalle los beneficios fiscales y aduaneros del RIGI.

Esta resolución establece que los bienes sujetos al régimen incluyen bienes de capital y bienes de informática y telecomunicaciones, y asigna a la Secretaría de Industria y Comercio la tarea de definir metodologías para determinar el origen nacional de los bienes y establecer criterios de elegibilidad.

A la fecha de este Prospecto, las siguientes provincias se han adherido al RIGI: (i) la Provincia de Catamarca (Ley N°5863), (ii) la Provincia de Córdoba (Ley N°10.997), (iii) la Provincia de Corrientes (Ley N°6694), (iv) la Provincia del Chaco (Ley N°4086), (v) la Provincia del Chubut (Ley N°IX-171), (vi) la Provincia de Entre Ríos (Ley N°11.162), (vii) la Provincia de Jujuy (Ley N°6409), (viii) la Provincia de Mendoza (Ley N°9567), (ix) la Provincia de Río Negro (Ley N°5724), (x) la Provincia de Salta (Ley N°8451), (xi) la Provincia de San Juan (Ley N°2671-I), (xii) la Provincia de San Luis (Ley N°VIII-1135), y (xiii) la Provincia de Tucumán (Ley N°9803).

El 5 de mayo de 2025, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N°559/2025, otorgando a Southern Energy S.A. la adhesión al RIGI para su "Proyecto de Licuefacción de Gas Natural" ubicado en Golfo San Matías, Provincia de Río Negro. El proyecto prevé la instalación de dos unidades de Gas Natural Licuado Flotante ("FLNG"), el Hilli Episeyo en 2027 y el MKII en 2028, con una capacidad combinada de hasta 27,5 millones de m³/día, lo que equivale a 1,5 a 2,2 millones de toneladas de GNL por año. El monto total de la inversión declarado asciende a US$6.878 millones, a ejecutarse en dos etapas. Esta resolución también aprueba la primera fase de la iniciativa más amplia "Argentina GNL", que contempla hasta seis unidades de FLNG y gasoductos de exportación asociados.

El 19 de febrero de 2026 se prorrogó el plazo para adherir al RIGI hasta el 8 de julio de 2027 y se incorporó la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en bloques *greenfield* (Decreto N° 105/26). Asimismo, podrán incluirse la construcción de infraestructura de tratamiento, almacenamiento y transporte, y la explotación y producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos sólo en proyectos nuevos. Asimismo, se fijó un monto mínimo de inversión de US$600.000.00 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) para desarrollos *onshore* y US$200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones) para desarrollos *offshore*.

Legislación vigente de la industria del petróleo y gas

Dominio de los hidrocarburos

La Argentina es un país federal y desde la modificación de la Constitución en 1994, los recursos de petróleo y gas pertenecen a las provincias (excepto los yacimientos *offshore* que se extienden más allá de las 12 millas náuticas, los cuales pertenecen a la Nación). No obstante, el gobierno nacional tiene la facultad exclusiva de reglamentar el marco legal general en materia de extracción de petróleo y gas por medio del mandato constitucional que le ordena dictar las normas sustantivas que regulan las actividades mineras, garantizando así la uniformidad de la legislación.

En consecuencia, desde la promulgación de la Ley Nº26.197 en enero de 2007, las provincias son propietarias de los recursos de petróleo y gas y actúan como autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivos territorios. La Nación conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La Ley de Hidrocarburos también establece que el gobierno nacional conserva la facultad de otorgar concesiones de transporte respecto de: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias, y (ii) concesiones de transporte directamente relacionadas con oleoductos para fines de exportación.

Con la promulgación de la Ley de Bases, se estableció que los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados libremente.

Tanto la Ley de Bases como sus modificatorias buscan llevar a cabo un proceso de desregulación y apertura del sector energético, limitando la intervención de empresas estatales en las actividades reguladas por la Ley de Hidrocarburos al darle más participación a empresas privadas y mixtas, derogando en estas mismas actividades la prohibición de participación de personas jurídicas extranjeras. De esta manera, la Ley de Bases prohíbe que el Estado Nacional y las provincias establezcan nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, a pesar de que las áreas reservadas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de Bases seguirán vigentes bajo las condiciones originalmente establecidas, incluyendo los contratos o asociaciones con terceros ya celebrados. Sin embargo, cualquier nueva asociación entre empresas estatales y privados deberá ajustarse a los procedimientos de licitaciones

aplicables.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 y al 2050

Mediante la Resolución N°1036/2021 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 29 de octubre de 2021, la SE aprobó los "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030" (los "Lineamientos 2030*")* que consiste en un documento destinado a analizar la situación actual de la Argentina en materia de transición energética y a establecer objetivos y lineamientos al respecto.

Los Lineamientos 2030 establecen un conjunto de líneas de actuación que incluyen un proceso de "gasificación", con el fin de convertir a la Argentina en proveedor de gas natural a escala regional y mundial a través del desarrollo de sus cuencas de hidrocarburos *onshore* y *offshore*.

En cuanto a los escenarios energéticos hacia 2030, se consideran dos posibles escenarios en términos de la oferta. El primer escenario implica mayores requerimientos de petróleo crudo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030. El segundo escenario supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo crudo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30%.

El 7 de julio de 2023, la SE aprobó el "Plan Nacional de Transición Energética al 2030" (el "PTE 2030") a través de la publicación de la Resolución N°517/2023. En este sentido, el PTE 2030, contempla nueve líneas estratégicas y un eje transversal de gobernanza institucional para desarrollar medidas destinadas a descarbonizar el sistema energético argentino y aumentar la resiliencia climática de manera justa, inclusiva y sostenible. Las nueve líneas estratégicas son: eficiencia energética, energía limpia con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, descentralización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno de bajas emisiones, movilidad sostenible, y transición justa e inclusiva.

Asimismo, el 7 de julio de 2023, mediante la Resolución N°518/2023, la SE también aprobó los "Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050" (los "Lineamientos 2050"). Los Lineamientos 2050 establecen tres posibles escenarios: (i) el escenario base, o de referencia; (ii) el escenario optimista, o de transformación; y (iii) el escenario ambicioso, o de innovación radical. Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta el año 2030 y luego se diferencian. Los Lineamientos 2050 proponen diez lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición a 2050: gobernanza institucional, eficiencia energética, energía con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, descentralización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno de bajas emisiones, movilidad sostenible, y transición justa e inclusiva.

En línea con lo dispuesto en los Planes de Transición Energética, la SE emitió la Resolución N°970/2023, publicada en el Boletín Oficial el 1 de diciembre de 2023, mediante la cual creó el "Programa Nacional de Medición y Reducción de las Emisiones Fugitivas Derivadas de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos". Los principales objetivos del programa son: (i) promover acciones tendientes a la detección, medición, cuantificación y validación de emisiones fugitivas en instalaciones y componentes asociados a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos alcanzadas por la presente norma; (ii) organizar y sistematizar la información obtenida a partir de las mediciones de emisiones fugitivas en la industria; y (iii) impulsar la instrumentación de planes de mitigación y reducción de las emisiones fugitivas derivadas de la actividad de hidrocarburos.

Las entidades alcanzadas por la Resolución N°970/2023 son las personas humanas y/o jurídicas que realicen actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos en el país. Estas entidades deberán presentar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos de la SE un Plan Anual de Medición de Emisiones Fugitivas, conforme a la reglamentación que se dicte al efecto. Asimismo, deberán presentar un Plan Integral, por cinco años, de reducción y/o captura de emisiones fugitivas, conforme a la reglamentación que se dicte al efecto. A tales fines, las entidades obligadas deberán implementar medidas concretas, priorizando la eficiencia y el aprovechamiento del recurso gasífero, y la reducción y/o captura de emisiones.

Legislación en materia de zonas de seguridad

El Decreto/Ley N°15.385/44 (según el mismo fuera modificado y complementado), requiere que las sociedades no argentinas obtengan una aprobación previa para ser titulares de bienes inmuebles, concesiones petroleras o derechos mineros ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales (principalmente en las zonas fronterizas). Asimismo, se requiere la aprobación previa del gobierno nacional para accionistas que no sean argentinos a los efectos de controlar sociedades que sean propietarias de inmuebles, derechos mineros, permisos o concesiones de petróleo y gas natural ubicados

dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales.

Registro de Empresas Petroleras

Las empresas titulares de permisos de exploración, concesiones de explotación o de transporte deben estar inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras Sección Productoras (el "Registro") a cargo de la Dirección Nacional de Economía y Regulación de la Subsecretaría de Hidrocarburos, dependiente de la SE, conforme a la Resolución N°31/2021 de la SE.

La Disposición N°337/19 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, que reglamenta el Registro, prohíbe a los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación que contraten o tengan cualquier otra relación de beneficio con una empresa o entidad que desarrolle o haya desarrollado actividades de exploración de petróleo *crudo* y gas *natural* en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas.

El 3 de noviembre de 2020, la SE dictó la Resolución N°74/2020 mediante la cual se modificó el artículo 18 del Anexo I de la Disposición N°337/2019. Según esta Resolución, se les prohíbe la inscripción en el Registro a las empresas que en forma directa o indirecta, fueran titulares, accionistas o contratistas de, o mantengan una relación de beneficio con una empresa o entidad que desarrolle o haya desarrollado actividades de exploración de petróleo crudo y gas natural en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas, como también quienes presten servicios a ellas.

Asimismo, se les prohíbe tanto a las empresas titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación o de transporte de hidrocarburos, como a sus empresas controlantes, controladas y sus accionistas, o aquellas con las que mantenga una relación de beneficio: (i) tener participación directa o indirecta, (ii) prestar apoyo comercial, logístico o técnico, o (iii) contratar, efectuar transacciones o actos de comercio u otras operaciones con actividades de exploración, explotación, o transporte de hidrocarburos en la plataforma continental argentina que no hayan sido autorizadas por la autoridad competente argentina.

Régimen de exploración y explotación del segmento de *upstream*

Con la promulgación de la Ley Nº26.197, las provincias se convirtieron en la autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivas jurisdicciones, otorgando, supervisando, modificando, prorrogando y revocando permisos de exploración y concesiones de explotación (convencionales y no convencionales), y son principalmente responsables de dictar y hacer cumplir normas ambientales.

Varias provincias tales como la Provincia del Chubut (Ley Nº102 de 2012) y la Provincia del Neuquén (Ley Nº2453 de 2014) promulgaron sus propias leyes que regulan los permisos de exploración y concesiones de explotación del sector de upstream hidrocarburífero. En general, estas leyes observan las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, y en caso de conflicto, prevalecerá la Ley de Hidrocarburos.

Luego de más de dos décadas sin que se licitase el otorgamiento de permisos de exploración costa afuera (*offshore*), el 2 de octubre de 2018 se publicó el Decreto Nº872/2018 en el Boletín Oficial, el cual ordenó a la SE convocar a licitación pública internacional para el otorgamiento de permisos de exploración sobre 38 áreas *offshore*, ubicadas en el mar territorial argentino bajo jurisdicción federal. El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº65/2018 de la SE, por medio de la cual ésta convocó a la mencionada licitación y aprobó el pliego de bases y condiciones a tal efecto. Luego de acreditar determinadas capacidades técnicas y financieras durante la etapa de precalificación, los interesados presentaron sus ofertas el 16 de abril de 2019 a través de un acto público que contó con la presencia de variadas empresas internacionales y oficiales de la SE. En dicho acto se recibieron ofertas para 18 de las áreas licitadas por un total de aproximadamente US$724 millones. Cinco de dichas áreas recibieron más de una oferta, mientras que un solo consorcio de oferentes ofreció un bono de entrada de US$5 millones en adición a las inversiones en unidades de trabajo ofrecidas. Como resultado, el 17 de mayo de 2019 se publicó la adjudicación de dichas áreas a través de la Resolución Nº276/2019 de la SE.

Permisos de exploración y concesiones de explotación

La Ley de Hidrocarburos es el principal marco regulatorio de la industria de los hidrocarburos, ya que creó un sistema de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el estado (federal o provincial, según la ubicación de los recursos), a través del cual las empresas son titulares de derechos exclusivos para explorar, desarrollar, explotar y poseer título sobre la producción en boca de pozo, a cambio del pago de regalías y la adhesión a un régimen fiscal general. La Ley de Hidrocarburos también ofrece a las empresas petroleras estatales (ya sean nacionales o provinciales) la posibilidad de otorgar derechos a través de los acuerdos de participación en la producción.

La Ley de Hidrocarburos permitía el reconocimiento superficial del territorio que no se encuentre cubierto

por los permisos de exploración o concesiones de explotación previa autorización de la ex SE y/o las autoridades provinciales competentes, según lo establecido por la Ley N°26.197 y con el permiso del titular de la propiedad privada. La información obtenida como resultado del reconocimiento superficial debe entregarse a la SE y/o a las autoridades provinciales competentes, las cuales no pueden divulgar dicha información durante dos años sin el permiso de la parte que realizó el reconocimiento, excepto en relación con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación. Por Resolución N°197/2018 de fecha 16 de mayo de 2018, el entonces Ministerio de Energía y Minería aprobó una nueva regulación para reconocimiento superficial multi-cliente en jurisdicción federal. Tales permisos no son otorgados en exclusividad, y deben contar con autorización de los permisionarios y concesionarios para ingresar dentro de sus respectivas áreas.

La Ley de Bases mantiene la posibilidad de realizar reconocimientos superficiales en busca de hidrocarburos en todo el territorio de la República Argentina, incluyendo su plataforma continental, salvo en aquellas áreas que cuenten con permisos de exploración o concesiones de explotación vigentes, o en las que el Poder Ejecutivo nacional o provincial haya prohibido expresamente esta actividad. Sin embargo, la Ley de Bases lleva a cabo una desregulación del sistema de reconocimiento superficial, eliminando la obligación de entregar a la autoridad de aplicación los datos primarios del reconocimiento superficial. Asimismo, la Ley de Bases (al modificar la Ley de Hidrocarburos) indica que estos reconocimientos no otorgan derechos adquiridos sobre futuras actividades de exploración o explotación, ni generan derecho de repetición contra el Estado por las inversiones realizadas en tales estudios. Además, los interesados en llevar a cabo un reconocimiento superficial deberán obtener la autorización previa del propietario del terreno y serán responsables por cualquier daño que puedan ocasionar durante la actividad.

Los permisos de exploración y concesiones de explotación requieren que los titulares lleven a cabo todo el trabajo necesario para encontrar o extraer hidrocarburos, utilizando técnicas apropiadas y haciendo determinadas inversiones. Además, los titulares deben:

- evitar daños en los yacimientos de petróleo crudo y generar residuos de hidrocarburos;
- adoptar medidas adecuadas para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, la industria pesquera, las redes de comunicaciones y el nivel de agua; y
- cumplir con las leyes y normas aplicables federales, provinciales y municipales.

En la actualidad se utilizan principalmente los siguientes instrumentos para acceder a derechos de exportación de hidrocarburos:

- adquisición total o parcial de concesiones de producción otorgadas en virtud de la Ley de Hidrocarburos por el gobierno nacional o las provincias;
- joint ventures y acuerdos de participación en la producción entre los operadores del sector privado y/o NOC federales o provinciales; y
- permisos de exploración.

El procedimiento para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación sobre nuevas áreas debe formalizarse mediante licitación pública y los criterios de selección de una oferta deben consistir en el valor de los compromisos de trabajo. Sin embargo, sin contemplar los casos especiales de un proceso de licitación en áreas vacantes de reservas probadas y la transferencia de acciones en concesionarios de zonas ya existentes, puede adquirirse una concesión de explotación no convencional a través de la titularidad de un permiso de exploración o una concesión convencional, sin necesidad de licitar en cualquiera de los casos, siempre que se cumplan los requisitos establecidos por la Ley de Bases y el Decreto 1057.

La Ley Nº27.007, que se aplica a los permisos de exploración emitidos el o después del 31 de octubre de 2014, modifica el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos y establece el plazo de los permisos en dos períodos de tres años cada uno para la exploración convencional, los cuales son prorrogables por hasta cinco años, de modo que la duración máxima del permiso es de 11 años; y dos períodos de cuatro años, los cuales son prorrogables por otro período de cinco años en el caso de exploración no convencional por un total de 13 años y un total de 14 años para la exploración convencional *offshore*. Cada unidad de exploración cubre 100 kilómetros cuadrados, y los permisos se encuentran limitados a 100 unidades, por un total de hasta 10.000 kilómetros cuadrados, o 150 unidades en el caso de permisos *offshore*, por un total de hasta 15.000 kilómetros cuadrados. En caso de que los titulares de un permiso de exploración descubran cantidades de petróleo crudo o gas natural comercialmente explotables, tienen derecho a obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de dichas reservas. Tras el vencimiento de cada etapa de exploración (y la finalización de los respectivos compromisos exploratorios), el titular del permiso de exploración puede optar por retirarse o seguir a la siguiente fase. El permisionario podrá retener la totalidad

del área otorgada siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso.

Respecto de las concesiones de explotación, el artículo 9 y subsiguientes establecen los siguientes períodos:

- Explotación convencional – 25 años;
- Explotación no convencional – 35 años; y
- Explotación sobre la plataforma continental y *offshore* – 30 años.

La Ley de Bases introduce cambios significativos en el sistema de licitaciones para permisos de exploración y concesiones de explotación, estableciendo que todas las licitaciones serán abiertas a cualquier persona que cumpla con los requisitos técnicos y financieros exigidos, eliminando cualquier restricción previa en la presentación de ofertas.

Asimismo, se introdujo la incorporación de pliegos modelo elaborado en conjunto entre la SE y las autoridades provinciales, que servirán como referencia para los pliegos específicos de cada licitación. Estos pliegos establecerán las condiciones mínimas de inversión, así como mecanismos de ajuste de regalías que podrán considerar la totalidad de las inversiones realizadas, ingresos obtenidos y gastos operativos. La regalía de referencia en las licitaciones será del 15%, y los oferentes podrán presentar propuestas con un porcentaje superior o inferior a dicho valor.

En este sentido, según el Decreto 1057, la SE y las autoridades de aplicación provinciales deben elaborar tres modelos de pliego, para: (i) áreas en la Plataforma Continental y Mar Territorial, (ii) áreas convencionales, y (iii) áreas no convencionales. Asimismo, el Decreto 1057 establece una detallada lista de los presupuestos mínimos que deberán tener en cuenta la SE y las autoridades de aplicación provinciales para la realización de los modelos de pliego, que pueden ser divididos en: (i) condiciones técnicas y económicas, (ii) condiciones ambientales y sociales, y (iii) aspectos legales y administrativos.

La Ley de Bases también estableció que los concesionarios de explotación podrán solicitar la subdivisión y reconversión de un área de concesión convencional a no convencional, siempre que presenten un plan piloto con fundamentos técnico-económicos que demuestre la viabilidad de la explotación comercial del yacimiento descubierto. Esta solicitud solo podrá realizarse hasta el 31 de diciembre de 2028, vencido dicho plazo no se admitirán nuevas solicitudes de reconversión.

La autoridad de aplicación (nacional o provincial) deberá resolver la solicitud en un plazo de 60 días y, en caso de aprobación, la nueva concesión de explotación no convencional tendrá un plazo único de 35 años contados desde la fecha de la solicitud. Además, se permite la unificación de concesiones adyacentes y preexistentes siempre que se demuestre la continuidad geológica entre ambas áreas, aplicando el esquema de pagos y plazos más restrictivo entre las concesiones involucradas.

Las áreas que no sean afectadas por la nueva concesión no convencional continuarán bajo las condiciones y plazos originales, debiendo la autoridad concedente readecuar los títulos respectivos en función de la subdivisión realizada.

Prórrogas

La Ley de Bases aclara que las concesiones de explotación y concesiones de transporte que hayan sido otorgadas con anterioridad a la sanción de la Ley de Bases continuarán rigiéndose hasta su vencimiento por los plazos establecidos por el marco legal previo a la aprobación de la Ley de Bases, por lo que resulta aplicable para estas concesiones la Ley N°27.007. Los titulares de concesiones de explotación otorgadas antes de la promulgación de la Ley de Bases pueden solicitar prórrogas sucesivas por períodos de 10 años cada una, sujetas a aprobación discrecional. Las concesiones otorgadas después de la promulgación de la Ley de Bases no tienen derecho a solicitar prórrogas, a menos que así se disponga en los términos de licitación pertinentes y por un plazo máximo de 10 años. La concesión de una prórroga es un proceso no regulado y normalmente implica negociaciones entre el solicitante y el gobierno competente.

La Ley de Hidrocarburos fija los diferentes montos que deben pagar los concesionarios a fin de obtener la prórroga de sus concesiones. Las regalías de hidrocarburos se fijaron en un 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Al igual que en el régimen anterior, la tasa puede ser reducida hasta en un 5% en casos excepcionales, considerando la productividad, ubicación y otras particularidades de los depósitos. En las sucesivas prórrogas, la tasa original de las regalías puede incrementarse en un 3%, hasta un máximo del 18%. En virtud de la Ley Nº26.197, la facultad para prorrogar los plazos de los permisos y concesiones vigentes y nuevos recae en los gobiernos de las provincias donde se encuentre el área en cuestión (y del gobierno nacional respecto de áreas a más de 12 millas náuticas de la costa).

Informes

El 16 de marzo de 2006, la ex SE dictó la Resolución Nº 324/06 mediante la cual exige a los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos que presenten en forma anual ante dicha autoridad información sobre las reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, debidamente certificada por auditores externos. Las concesionarias que exportan hidrocarburos están obligadas a certificar sus reservas comprobadas de petróleo *crudo* y gas natural. La certificación no debe interpretarse como una certificación de reservas de petróleo *crudo* y gas *natural* en virtud de las normas de la SEC.

El 7 de noviembre de 2016 la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución Nº69/2016, que incluyó modificaciones técnicas a la Resolución Nº324/06 mediante la reforma de algunos de sus anexos técnicos que regulan la información que debe presentarse en relación con las reservas. También estableció sanciones para los productores en el caso de irregularidades en los informes presentados sobre reservas, entre las que se incluyen apercibimientos, suspensión del registro o baja del registro, según la magnitud de la irregularidad.

La Ley Nº26.741 declaró de "interés público nacional" las actividades hidrocarburíferas (incluidas la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos) en el territorio de la Argentina. El Decreto Nº 1277/12, publicado el 27 de julio de 2012, reglamentó diversos aspectos de la Ley N°26.741. En particular: (i) creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; y (ii) estableció la obligación de las empresas hidrocarburíferas de presentar sus datos técnicos, de producción y económicos a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, como así también sus planes de inversión. El Decreto N°272/2015 disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y transfirió ciertas competencias de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, incluyendo las de reporte, al entonces Ministerio de Energía y Minería.

El 29 de septiembre de 2017, la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos dispuso a través de la Resolución N°240/2017, la fusión del Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el Registro de Empresas Petroleras, estableciendo que la obligación de presentación del Plan Anual de Inversión del Decreto 1277/12 se considerará cumplida con la presentación ante dicho registro de la información referida en la Resolución N°319/1993 y N°324/06, con sus modificaciones.

Adicionalmente, el Decreto 1057 establece que, sin perjuicio de los informes que deben presentarse según la normativa vigente, los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación de hidrocarburos deberán presentar en forma anual, junto con la información de reservas comprobadas, no comprobadas y recursos contingentes, la información correspondiente a los recursos prospectivos de hidrocarburos líquidos y gaseosos de las áreas de su titularidad, la que deberá ser certificada por auditores externos de reconocida idoneidad y experiencia. Junto a la certificación de reservas y recursos deberán presentarse las proyecciones de producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales (*shale* y *tight*), incluyendo el total de los recursos remanentes de cada área.

Regalías

Previo a la modificación de la Ley de Hidrocarburos por la Ley de Bases, el concesionario debía pagar una regalía del 12% al otorgante de la concesión en la jurisdicción en la que se llevan a cabo las operaciones. Las regalías se calculan sobre la producción de hidrocarburos. Se admiten ciertos descuentos que reflejan un pago regresivo (net-back) hasta la boca de pozo a los efectos de determinar el valor base para el cálculo de las regalías.

La Ley de Bases estableció un nuevo régimen de regalías aplicable a las concesiones otorgadas con posterioridad a la sanción de dicha ley, mediante el cual la cuantía de estas será determinada en cada proceso de licitación, permitiendo que los oferentes presenten propuestas con regalías superiores o inferiores a una tasa de referencia del 15%. De todas maneras, la Ley de Bases no ha modificado la posibilidad de negociar pagos en especie con la provincia que corresponda. Si bien el pago de regalías no se computa a cuenta de impuestos, califica como un gasto deducible a los efectos del impuesto a las ganancias.

Asimismo, la Ley de Bases ratificó que las regalías constituyen el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos, eliminando así la posibilidad de incorporar otras cargas impositivas por parte de las provincias. Además, el Poder Ejecutivo nacional o provincial podrá reducir el porcentaje de regalías hasta un 5% en función de la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Canon

De conformidad con los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de

exploración y concesiones de explotación deben pagar un canon anual en función de la superficie de tierra en cuestión y que varía según la fase (exploración o explotación) de la operación. Estas cantidades fueron actualizadas por la Ley Nº27.007 y posteriormente por el Decreto N°771/2020 y pueden ajustarse parcialmente a partir del segundo período de exploración básica a la luz de las inversiones efectivamente llevadas a cabo.

La Ley de Bases fijó nuevos valores para los cánones de afectación que los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación deben abonar anualmente, calculados en función del valor del barril de petróleo crudo. De acuerdo con las nuevas disposiciones, el monto se ajustará tomando como referencia la cotización del "ICE Brent primera línea", observada durante el primer semestre del año anterior a la liquidación.

La Ley de Hidrocarburos establece que los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación no se verán afectados por la creación de nuevos impuestos o el aumento de impuestos existentes ordenados por el estado municipal o provincial pertinente durante todo el plazo del permiso o concesión que corresponda, excepto las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos.

Con fecha 30 de diciembre de 2024, se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones Conjuntas N°1/2024 y N°2/2024 de la SE y la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, aplicables a partir del 1 de agosto de 2024. Ambas resoluciones incrementan las indemnizaciones relacionadas con las actividades hidrocarburíferas en las áreas establecidas por el Decreto N°861/1996 y el Decreto N°860/1996, es decir, las Indemnizaciones por Servidumbres y Daños y los Gastos de Control y Vigilancia.

El Decreto 1057 estableció que la SE evaluará la necesidad de actualizar los Decretos N°860/1996 y N°861/1996, con el objeto de reflejar el impacto de las nuevas modalidades de explotación de hidrocarburos.

Importación de equipos

Con fecha 20 de mayo de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°361/2019, mediante el cual se decidió establecer en un cero por ciento (0%) la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el artículo 762 de la Ley N°22.415 y sus modificatorias (el "Código Aduanero") hasta el 31 de diciembre de 2019, aplicable a: (i) los bienes de capital que se importen para ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollos de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales, comprendidos en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del MERCOSUR que a esos efectos individualicen, en conjunto el Ministerio de Producción y Trabajo y la SE; (ii) los bienes que se importen en el marco de los Decretos N°1174/2016 y N°629/2017 y de las Resoluciones N°909/1994 del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificaciones, y N°256/2000 del ex Ministerio de Energía y sus modificaciones; y (iii) las destinaciones suspensivas de importación temporaria, cualquiera fuera el régimen bajo el cual se cursen. Mediante el Decreto Nº 901/2021, el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2024 la aplicación de la alícuota del 3% para los casos mencionados en los puntos (i) y (ii) precedentes; y el 31 de diciembre de 2024, mediante el Decreto N°1140/2024 se realizó esta misma prórroga hasta el 31 de diciembre de 2027.

Transporte de hidrocarburos líquidos

La Ley de Hidrocarburos permitía al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de hasta 35 años, prorrogables, para el transporte de petróleo crudo, gas *natural* y productos petrolíferos a partir de la presentación de ofertas competitivas. De conformidad con la Ley Nº26.197, los gobiernos provinciales pertinentes tienen las mismas facultades para el transporte dentro de sus respectivas jurisdicciones. Asimismo, bajo la Ley de Hidrocarburos previa a la modificación de la Ley de Bases, los titulares de concesiones de explotación tenían derecho a recibir una concesión de transporte para el petróleo *crudo*, gas *natural* y los productos petrolíferos que éstos produzcan sin tener que presentarse a una licitación, siendo el plazo para prorrogar una concesión de transporte de 10 años previa solicitud al concedente.

La Ley de Bases introdujo cambios sustanciales en el régimen de transporte de hidrocarburos, ampliando su alcance y estableciendo nuevas condiciones para el desarrollo de estas actividades. En tal sentido, la Ley de Bases redefine el concepto de autorizaciones de transporte (eliminando la concesión de transporte) las cuales ahora otorgan el derecho a transportar hidrocarburos y sus derivados a través de oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenamiento, obras portuarias, viales, ferroviarias y otras infraestructuras complementarias. Estas autorizaciones pueden ser solicitadas por los titulares de proyectos de industrialización de hidrocarburos, incluyendo el acondicionamiento, separación, fraccionamiento y licuefacción. En caso de que estas autorizaciones estén dedicadas exclusivamente al transporte, no requerirán de licitaciones públicas, ni estarán sujetas a plazos ni exclusividad para quien realiza la actividad. A pesar de que la Ley de Bases aclara que las autorizaciones serán concedidas por el Poder Ejecutivo

nacional o provincial, según corresponda, el Decreto 1057 especifica que será el Poder Ejecutivo nacional quien otorgue las autorizaciones de transporte cuando ellas sean de índole interjurisdiccional o internacional, es decir, con fines de exportación o importación.

A diferencia de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos previo a la sanción de la Ley de Bases, las autorizaciones de transporte otorgadas a concesionarios de explotación se concederán y prorrogarán por plazos equivalentes a los de sus concesiones de explotación. Una vez vencido dicho plazo, las instalaciones pasarán sin cargo ni gravamen al dominio del Estado Nacional o Provincial, según corresponda. De igual manera, en caso de cesión de una autorización de transporte, el nuevo titular podrá solicitar prórrogas de hasta 10 años, siempre que haya cumplido con sus obligaciones y continúe transportando hidrocarburos.

Asimismo, el Decreto 1057 diferencia los regímenes aplicables a concesiones otorgadas antes y después de la Ley de Bases, estableciendo distintas categorías con reglas específicas sobre plazos, acceso a terceros y régimen de tarifas.

En cuanto a las concesiones de transporte otorgadas antes de la sanción de la Ley de Bases que se encuentren encuadradas por el caso previsto en el artículo 28° de la Ley de Hidrocarburos (el cual establece que el titular de una concesión de explotación tendrá derecho a una autorización de transporte de sus hidrocarburos), se indica que se rigen la normativa existente al tiempo del otorgamiento de dicha concesión, para: (i) sus plazos de vigencia y prórrogas, (ii) la obligación de acceso abierto a terceros por capacidad vacante, y (iii) la fijación de precios. Las autorizaciones de transporte otorgadas bajo el artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos otorgadas luego de la sanción de la Ley de Bases: (i) no requerirán licitación pública ni constituyen un servicio público; (ii) se otorgan con un plazo equivalente al de la concesión de explotación vinculada, con posibles prórrogas de 10 años si el transportista cumple con sus obligaciones y mantiene actividad; y (iii) el titular posee la libertad para utilizar la capacidad de transporte para sí mismo o para terceros, con la obligación de pactar libremente precios y condiciones sin discriminación. Las concesiones de transporte otorgadas antes de la sanción de la Ley de Bases que no se encuadren en el artículo 28° de la Ley de Hidrocarburos, se diferencian en que sus titulares no poseen un derecho automático de transporte sobre su producción. De todas maneras, aplican las mismas reglas generales.

En el caso de licencias de transporte de gas natural bajo la Ley de Gas Natural, se mantiene su regulación específica, sin perjuicio de la aplicación complementaria de normativas previas como los Decretos N°44/1991, N°729/95 y N°115/19, que serán explicados con detalle más adelante.

En cuanto a la obligación de acceso abierto, se establece que los autorizados, mientras sus instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación y al mismo precio para todos, como así también quien sea titular de capacidad de transporte y no la usare, debe poner la misma a disposición de terceros para su utilización. Para los autorizados a procesar hidrocarburos, la Ley de Bases establece que deberán reservar hasta un 5% de la capacidad de sus instalaciones para el procesamiento de terceros, con la posibilidad de ampliar este porcentaje mediante acuerdo entre partes o por decisión de la autoridad de aplicación después de cuatro años de operación.

La Ley Nº27.007 que se aplica a las concesiones emitidas en o después de octubre de 2014 y hasta la sanción de la Ley de Bases, que no sean las ya reglamentadas por leyes anteriores, para el transporte de hidrocarburos líquidos, permite al Poder Ejecutivo Nacional adjudicar concesiones para el transporte de petróleo crudo, gas *natural* y productos petrolíferos durante plazos equivalentes a los otorgados para concesiones de explotación vinculadas a dichas concesiones de transporte, tras la presentación de ofertas competitivas. El plazo de una concesión de transporte puede prorrogarse por plazos adicionales equivalentes a los de la concesión de explotación asociada. El titular de una concesión de transporte tiene derecho a: (i) transportar petróleo *crudo*, gas *natural* y productos petrolíferos; y (ii) construir y operar tuberías de petróleo *crudo*, gas *natural* y otros productos, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, vías ferroviarias y demás instalaciones y equipamiento necesario para la eficaz operación de un sistema de tuberías.

El 7 de febrero de 2019, el gobierno nacional emitió el Decreto N°115/2019, que modifica ciertas disposiciones del Decreto N°44/1991. En virtud de este Decreto, en el caso de oleoductos y tuberías de productos petrolíferos, los titulares de concesiones de transporte respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones, tendrán derecho a celebrar contratos de transporte en firme, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto N°115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (capacidad disponible), permanecerá sujeta al régimen de tarifa regulada del Decreto N°44/1991. El Decreto N°115/2019, entre otros asuntos, reguló lo siguiente: (i) la tarifa de transporte podría ser revisada en un período de cinco años antes o después si es requerido por el concesionario de transporte, (ii) la nueva concesión de transporte tendrá un período inicial de 35 años y una posible extensión de un período adicional de 10 años, (iii) el acuerdo de capacidad de transporte, y (iv) el

procedimiento de expansión de transporte. En fecha 1° de julio de 2019, se aprobaron, mediante la Resolución N°357/2019, los términos y condiciones de los concursos a ser convocados conforme el Decreto mencionado sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

De conformidad con la Ley Nº26.197, todas las concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no estén directamente conectadas a una tubería de exportación fueron transferidas a la provincia que corresponda. El Poder Ejecutivo Nacional conserva la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte directamente conectadas a tuberías de exportación.

El 7 de mayo de 2021, se dictó la Resolución N°385/2021, en virtud de la cual la SE derogó la Resolución N°29/2010 de la SE y readecuó y actualizó los términos y condiciones de registración de las empresas dedicadas al transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a través de terminales marítimas.

Almacenamiento de gas natural

La Ley de Bases también creó un régimen específico para el almacenamiento subterráneo de gas natural, actividad que se podrá desarrollar en forma independiente. Estas nuevas autorizaciones permiten la inyección, depósito y retiro de gas en reservorios naturales de hidrocarburos agotados, pudiendo desarrollarse dicha actividad en áreas sujetas a permisos de exploración y concesiones de explotación propias o de terceros, con la debida autorización. Estas autorizaciones tampoco estarán sujetas a plazos y podrán incluir la construcción de infraestructura de transporte hasta y desde las instalaciones de almacenamiento. Se dispone, además, que los titulares de estas autorizaciones no estarán obligados a almacenar gas de terceros, sino que podrán operar en beneficio propio o acordar libremente precios por el servicio de almacenamiento. Los titulares de una autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural podrán solicitar una autorización de transporte de hidrocarburos de manera directa. Asimismo, dichos autorizados estarán sujetos a la normativa del ENARGAS.

En términos fiscales, la autorización de almacenamiento subterráneo de gas natural no se encontrará sujeta al pago de bonos de explotación y no se podrá imponer pagos análogos por el otorgamiento de estas autorizaciones a través de normativa provincial. El gas natural utilizado en los almacenamientos subterráneos únicamente deberá pagar regalías al momento de su primera comercialización en los términos del artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos. En el caso de almacenamiento de gas natural propio, las regalías se abonarán a los Precios al Ingreso del Sistema de Transporte ("PIST") promedio de cuenca al momento de su producción previo a ser almacenado.

A través de la Resolución N°41/2025 del ENARGAS, se aprobó el reglamento para almacenaje de gas natural, regulando operaciones y mantenimiento, con competencia sancionatoria exclusiva para almacenadores.

Caducidades

Los permisos de exploración y concesiones de explotación o de transporte caducan ni bien tenga lugar cualquiera de los siguientes eventos:

- por falta de pago de una anualidad del canon respectivo, tres meses después de vencido el plazo para abonarlo;
- por falta de pago de las regalías, tres meses después de vencido el plazo para abonarlas;
- por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales;
- por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación nacional o provincial, según corresponda, o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos;
- en el caso de permisos de exploración, por no haber solicitado una concesión de explotación en el plazo de 30 días a partir de la declaración de comercialidad de los hidrocarburos;
- por caer el titular del permiso o concesión en estado de insolvencia, conforme con la resolución judicial ejecutoria que así lo declare;
- por fallecimiento de la persona humana o fin de la persona jurídica titular del permiso o concesión, salvo acto expreso del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, manteniéndolo en cabeza de los sucesores, si ellos reunieran los requisitos exigidos para ser titulares; o
- por incumplimiento de la obligación de transportar y/o procesar hidrocarburos de terceros sin

discriminación alguna.

La Ley de Hidrocarburos además establece que debe otorgarse un plazo, cuya duración será determinada por la SE y/o las autoridades provinciales competentes, a los permisionarios y concesionarios incumplidores para que subsanen dichas transgresiones antes de la declaración de caducidad.

Una vez caducada o extinguida una concesión de explotación, todos los pozos de petróleo crudo y gas *natural*, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o a la Nación, ya sea que se trate de una concesión sujeta a jurisdicción local o nacional (por ejemplo, ubicada en la plataforma continental o a una distancia mayor a 12 millas náuticas de la costa), sin que deba hacerse pago alguno al concesionario.

En cuanto a los incumplimientos de obligaciones emergentes de los permisos, concesiones y autorizaciones que no configuren causal de caducidad, la Ley de Bases modifica la Ley de Hidrocarburos al definir las correspondientes multas en valores móviles (UVA), que no requerirán actualización.

Normas de comercialización de hidrocarburos

Normas de comercialización de petróleo crudo y subproductos

La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo Nacional a establecer una política nacional para el desarrollo de reservas de hidrocarburos en Argentina con el objeto principal de satisfacer la demanda interna. El comprador final de petróleo crudo en el mercado interno puede ser una refinería, un gran productor o una comercializadora de combustible.

A los efectos de exportar el petróleo crudo o los subproductos tales como gasolina de octanaje mayor a 85 octanos y diésel, los productores o las refinerías deben haber obtenido previamente un permiso de la SE, según lo establece la Resolución N°241-E/2017 de la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos y la Resolución N°175/2023 de la SE.

El 6 de noviembre de 2020, se dictó la Resolución N°541/2020 del Ministerio de Economía de la Nación, mediante la cual se crea, en el ámbito de la SE, la Comisión de Evaluación, Coordinación y Seguimiento de los Procesos de Redeterminación de Precios encargada, entre otras funciones, de los procesos de redeterminación de precios.

El 23 de marzo de 2023, la SE dictó la Resolución N°175/2023 (la "Resolución 175") que establece el régimen para la exportación de aceites crudos de petróleo y aceites crudos de mineral bituminoso por medio de oleoductos transfronterizos. Asimismo, en el marco de la Resolución 175, se establece que la Subsecretaría de Hidrocarburos realizará los análisis técnicos y económicos pertinentes, a fin de asegurar que dichas exportaciones no impacten en forma negativa en el normal abastecimiento del mercado local. En caso de que se autorice la exportación, se deberá indicar el volumen de exportación autorizado en firme e indicar un plazo de validez no inferior a un año calendario desde la fecha de su otorgamiento.

De todas maneras, la Ley de Bases incorporó la libertad de comercialización y exportación de hidrocarburos y derivados, prohibiendo de esta manera la intervención del mercado y la fijación de precios en el mercado interno, transformando dicha actividad a un derecho del productor sujeto únicamente a la no objeción de la SE.

El Decreto 1057 establece un procedimiento para la notificación de exportación, detallando toda la información que debe presentarse a la SE, aclarando también que la SE puede requerir información adicional a la proveída en la notificación, suspendiendo este pedido los plazos para formular la objeción a la exportación, hasta que el exportador la presente.

Sin embargo, la SE ha informado a los productores que, hasta que el Decreto 1057 sea reglamentado por la SE, la Resolución N°241-E/2017 continuará en vigencia.

Aspectos impositivos

El Decreto N°488/2020 incluye diversas medidas de carácter impositivo, entre las que se encuentran medidas referidas a los derechos de exportación. En tal sentido, se establecen alícuotas de entre el 0% y el 8% para ciertas mercaderías de la industria hidrocarburífera (incluyendo a los hidrocarburos) que se calcularán en función del siguiente esquema:

- La alícuota del 0% será aplicable cuando el PI (según este término se define más abajo) sea igual o inferior al VB (según este término se define más abajo).
- La alícuota del 8% será aplicable cuando el PI sea igual o superior al VR (según este término se define más abajo).

- En los casos en que el PI sea superior al VB e inferior al VR la alícuota se determinará mediante la siguiente fórmula: Alícuota = (Precio Internacional–Valor Base)/(Valor de Referencia–Valor Base) * 8%.

A los efectos de los referidos cálculos se establecieron los siguientes valores del "ICE Brent primera línea":

(a) valor base ("VB") equivalente a US$45/bbl; (b) valor de referencia ("VR") equivalente a US$60/bbl; y

(c) precio internacional ("PI"), el último día hábil de cada mes la SE publicará la cotización del precio del barril "ICE Brent primera línea", considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el "Platts Crude Marketwire" bajo el encabezado "Futures Settlements".

La SE evaluará el último día hábil de cada semana las cotizaciones promedio de los días transcurridos del mes en curso y las comparará con la cotización promedio vigente. Si entre ambas existiera una diferencia superior al 15%, fijará una nueva cotización, la que será aplicable a partir del primer día hábil siguiente.

Mediante el Decreto N°59/2026 (el "Decreto 59") se modificaron los derechos de exportación aplicables a los aceites crudos de petróleo provenientes de yacimientos convencionales (NCM 2709.00.10). El tratamiento diferencial no resulta aplicable al petróleo crudo de origen no convencional, que continúa sujeto al régimen del Decreto 488. Entre otras cuestiones, el Decreto 59 modifica los parámetros utilizados para el cálculo de la alícuota del derecho de exportación aplicable exclusivamente al petróleo crudo proveniente de yacimientos convencionales (NCM 2709.00.10), elevando el VB de US$45/bbl a US$65/bbl y el VR de US$60/bbl por barril a US$80/bbl, manteniendo una alícuota del 0% cuando el pi es igual o inferior al VB y del 8% cuando alcanza o supera el VR.

Normas de comercialización de GNL

La Ley de Bases y el Decreto 1057 introdujeron modificaciones sustanciales en el marco normativo del GNL, con el objetivo de fomentar la inversión en infraestructura de licuefacción y garantizar la estabilidad regulatoria para la exportación de este recurso. La principal modificación consiste en la incorporación del artículo 3 bis a la Ley de Gas Natural, el cual otorga a la SE la facultad de autorizar exportaciones de GNL dentro de un plazo máximo de 120 días hábiles administrativos, debiendo esta secretaría evaluar las solicitudes mediante la emisión de una "Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos", la cual analiza variables clave como la producción nacional, la demanda interna, la capacidad de transporte y almacenamiento, y la infraestructura existente y futura. El Decreto 1057 introduce así un listado incluyendo todos los factores que deberá contemplar la referida Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos que emitirá la SE.

Uno de los aspectos más relevantes del nuevo régimen es la estabilidad regulatoria otorgada a las exportaciones de GNL. Según la Ley de Bases y el Decreto 1057, en caso de que la SE apruebe el contenido de la notificación de exportación del exportador, emitirá la "Autorización de Libre Exportación de GNL". Transcurrido el plazo de 120 días para la objeción, la Autorización de Libre Exportación quedará firme por 30 años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción o sus ampliaciones, respecto de las cantidades máximas declaradas en la notificación de exportación, sin interrupción, restricción o desvío alguno. Adicionalmente, las derogaciones a este régimen no tendrán efecto para las autorizaciones otorgadas bajo el mismo, excepto que sean más favorables. Esto implica que los titulares de estas autorizaciones tendrán garantías de continuidad en la exportación, sin posibilidad de restricciones, reducciones o redireccionamientos por parte del Estado. Asimismo, se garantiza el acceso sin interrupciones al suministro de gas natural y a la capacidad de transporte, procesamiento y almacenamiento contratados o de los cuales sean titulares los exportadores.

El Decreto 1057 también establece un procedimiento detallado para la notificación de exportación de GNL, exigiendo a los interesados acreditar la disponibilidad de gas mediante planes de inversión o acuerdos con otros productores, presentar documentación que avale su solvencia técnica y económica, y demostrar la viabilidad del proyecto en términos de infraestructura de transporte, licuefacción y financiamiento. Además, se permite la cesión total o parcial de las autorizaciones de exportación, siempre que sea aprobada por la autoridad de aplicación. La SE podrá objetar una exportación únicamente por razones técnicas o económicas, tales como la falta de disponibilidad de gas natural, la insuficiencia de capacidad de infraestructura o la detección de prácticas anticompetitivas. Sin embargo, las modificaciones o derogaciones de regímenes de exportación no afectarán las autorizaciones firmes ya concedidas.

La finalización de la Autorización de Libre Exportación de GNL es automática al vencer su plazo. Asimismo, la Autorización de Libre Exportación de GNL y los derechos a realizar una exportación no objetada pueden ser cedidos libremente a sujetos que reúnan las condiciones para llevarla a cabo.

Con fecha 4 de abril de 2025, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°145/2025 de la SE, que aprobó el "Procedimiento para la Exportación de Gas Natural Licuado", y que implementa ciertas reformas

introducidas por la Ley de Bases y el Decreto 1057, que modificaron la Ley de Gas Natural, para establecer el marco legal de las exportaciones de GNL. En este sentido, esta resolución crea un procedimiento administrativo específico para las exportaciones de GNL y designa a la Subsecretaría de Combustibles Líquidos como la autoridad de aplicación responsable de gestionar las notificaciones, verificar el cumplimiento normativo y emitir los certificados de "Autorización de Libre Exportación de GNL".

Mediante el Decreto 49, el Poder Ejecutivo estableció un régimen transitorio para el abastecimiento interno de gas natural durante los próximos períodos invernales, fijando un precio máximo aplicable al gas natural proveniente de la regasificación de GNL importado. El precio no podrá superar el marcador internacional que determine la SE más los costos asociados al transporte marítimo, regasificación, almacenamiento, comercialización y transporte por ducto hasta el punto de entrega. Asimismo, se prevé que la importación de GNL se realizará mediante procedimientos competitivos, y en caso de resultar desiertos, será llevada a cabo directamente por ENARSA. El régimen tiene carácter transitorio y se orienta a mitigar el impacto de los precios internacionales del GNL sobre el abastecimiento interno y las tarifas de gas natural.

Normas de comercialización de GLP

La Ley de GLP establece el marco legal para la industria y la comercialización de GLP, cuya autoridad de aplicación es la SE. Esta ley controla las actividades de producción, fraccionamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en la Argentina y declara que estas actividades son de interés público, con vistas a asegurar un abastecimiento normal, confiable y razonable de GLP para los segmentos de ingresos más bajos que no han tenido, históricamente, acceso a la red de distribución de gas natural.

La Ley de GLP comprende a todos los agentes que participan en la cadena del producto y reconoce el principio de libre acceso al mercado, incluyendo la libre importación de GLP, sujeto a la prioridad de abastecimiento del mercado interno.

La Ley de GLP:

- crea el Registro Nacional de la Industria del GLP y el registro de envases, obligando a los fraccionadores a inscribir los recipientes de su propiedad;
- establece la responsabilidad del fraccionador respecto del mantenimiento, reacondicionamiento, reposición y destrucción de los envases;
- protege la identificación y marca de los envases de GLP;
- dispone la obligación de recepción e intercambio de envases por parte de los agentes de la cadena de comercialización;
- establece el acceso abierto a las instalaciones de almacenamiento de GLP; y
- faculta a la autoridad de aplicación a dictar normas técnicas, de seguridad y de calidad aplicables a toda la cadena.

Asimismo, la Ley de GLP otorga a la autoridad de aplicación facultades para adoptar medidas destinadas a asegurar el abastecimiento interno, establecer mecanismos de transferencia del producto entre las distintas etapas de la cadena y analizar la estructura del mercado a fin de evitar conductas anticompetitivas o concentraciones indebidas.

El régimen también prioriza el abastecimiento del mercado interno frente a las exportaciones cuando ello resulte necesario para garantizar la disponibilidad del producto.

Precios de referencia de la cadena de comercialización de butano

Con fecha 24 de enero de 2025, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°15/2025 de la SE, mediante el cual se establecieron nuevas medidas en el proceso de desregulación del mercado de GLP. Dicha resolución: (i) derogó la Resolución N°70/2015; (ii) eliminó los precios máximos de referencia para la venta de garrafas de 10, 12, y 15 kg, manteniéndose solo precios de referencia no vinculantes; (iii) eliminó los precios de compensaciones previstos en el apartado V del anexo a la Resolución N°49/2015; (iv) eliminó los cupos y aportes previstos en el apartado VI del anexo a la Resolución N°49/2015; y (v) estableció un nuevo desarrollo para el Programa Hogar.

El nuevo Programa Hogar establecido por la Resolución N°15/2025 consiste en que: (i) los productores de GLP deben garantizar un abastecimiento continuo y suficiente para el mercado interno, conforme el artículo 7 de la Ley de GLP, registrando diariamente los volúmenes almacenados en sus plantas; y (ii) las empresas fraccionadoras podrán adquirir GLP dentro del Volumen Máximo Permitido, calculado en función de (a) su capacidad operativa; (b) el parque de envases aptos registrado, es decir, la sumatoria de los envases

registrados por la fraccionadora que cumplan con los requisitos de aptitud técnica y de seguridad, y que no sean lisos, extranjeros y/o vencidos; y (c) el índice de rotación máximo aplicable, establecido en función de la capacidad de rotación del parque de envases de la empresa fraccionadora.

Posteriormente, en el marco de la reorganización de los fondos fiduciarios públicos prevista por la Ley N°27.742, el Decreto N°415/2025 dispuso la disolución del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP previsto en la Ley N°26.020. En consecuencia, el Programa Hogar pasó a financiarse con partidas presupuestarias del Estado Nacional y dejó de operar como un mecanismo de compensaciones económicas al precio del producto, configurándose como un esquema de asistencia directa al consumidor.

En este contexto, el mercado de GLP envasado pasó a regirse principalmente por precios libremente determinados entre privados, manteniéndose facultades de la autoridad de aplicación para dictar medidas de abastecimiento y publicar precios de referencia informativos.

El mercado mayorista de gas natural

Los precios en el mercado mayorista de gas natural están desregulados, sujetos a ciertas condiciones cuando están destinados a abastecer la demanda de electricidad y a los distribuidores de gas natural.

En enero de 2004, el Decreto Nº180/04: (i) creó el Mercado Electrónico de Gas ("MEG"), que coordina las ventas diarias de gas al contado y los mercados secundarios de transporte y distribución de gas natural; y (ii) fijó obligaciones de información para compradores y vendedores de gas natural en relación con sus respectivas operaciones comerciales, exigidas como condición para ser autorizado a inyectar y transportar a través del sistema de transporte cualquier volumen de gas natural (lo que regulado adicionalmente por la Resolución Nº1146/2004, emitida el 9 de noviembre de 2004, y la Resolución Nº882/2005, emitida por la ex SE). De acuerdo con el Decreto Nº180/04, todas las ventas diarias de gas natural deben ser comercializadas a través del MEG.

El Reglamento Interno de los Centros de Despacho ("RICD"), consolidado por la Resolución Nº124/2018 (T.O. 2018), estableció el marco técnico-operativo para las nominaciones, confirmaciones, balanceo con bandas de tolerancia, estados del sistema (normal, alerta, crítico, emergencia), requisitos de transparencia, penalidades por desbalances fuera de banda, y procedimientos de emergencia diseñados para preservar un servicio de transporte y distribución seguro y confiable. Dentro de este marco, el suministro a los clientes de demanda prioritaria, como los usuarios residenciales y los servicios esenciales, tiene una preeminencia explícita en el uso de los sistemas de transporte y distribución, y cualquier restricción requerida se secuencia de modo que las cargas interrumpibles y luego las cargas firmes no prioritarias se reduzcan antes de afectar a los clientes de demanda firme y prioritaria.

En el caso de la demanda destinada a generación de energía eléctrica, la Resolución N°95/2013 de la ex SE monopoliza casi todas las compras realizadas a través de CAMMESA.

Plan Gas 2020-2024

Para asegurar el abastecimiento de la demanda interna, el Decreto Nº892/2020, vigente desde el 16 de noviembre de 2020, creó un programa de incentivos en el que participan los productores nacionales, las empresas distribuidoras y sub-distribuidoras locales y CAMMESA (el "Plan Gas 2020"). En el marco del Plan Gas 2020, los productores compitieron en un concurso público para la adjudicación de un volumen de hasta 70 millones de metros cúbicos por día de gas natural durante 365 días hasta 2024 y un volumen adicional para cada temporada de invierno. Los precios adjudicados están sujetos a los siguientes factores de ajuste anuales (i) Precio de Temporada de Verano: precio aplicable para el período de 7 meses entre enero-abril y octubre-diciembre (precio resultante de multiplicar el precio adjudicado de cada productor por un factor de ajuste de 0,82); (ii) Precio de Temporada de Invierno: precio aplicable para el período de 5 meses entre mayo-septiembre (precio resultante de multiplicar el precio adjudicado de cada productor por un factor de ajuste de 1,25); y (iii) precio de temporada de invierno correspondiente al volumen adicional: precio aplicable al volumen del período estacional de invierno adicional para cada temporada de invierno (precio resultante de multiplicar el precio adjudicado de cada productor para ese período adicional por un factor de ajuste de 1,30).

El Concurso Público Nacional fue convocado por la SE en el marco del Plan Gas 2020 el 24 de noviembre de 2020, el 3 de diciembre de 2020 se llevó a cabo la apertura de ofertas y los resultados se dieron a conocer el 16 de diciembre de 2020 mediante la Resolución N°391/2020. Se le adjudicó a Pan American un volumen de suministro anual de gas de hasta 8,45 Mm^3/d, correspondiente a las cuencas Neuquina (31%) y Austral (69%) respectivamente. Del volumen total comprometido, aproximadamente el 54% fue adjudicado a CAMMESA, y el 46% restante a empresas distribuidoras. El precio adjudicado en el Plan Gas 2020 fue de 3,5 US$/MBTU.

Finalmente, con fecha 22 de febrero de 2021, la SE convocó, mediante la Resolución N°129/2021, un nuevo

Concurso Público Nacional en el marco del Plan Gas 2020, con el fin de adjudicar volúmenes de gas adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N°391/2020, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive. Esos volúmenes fueron adjudicados mediante la Resolución de la SE N°169/2021, publicada en el Boletín Oficial de fecha 10 de marzo de 2021, a Pampa Energía S.A. y Tecpetrol S.A.

El principio subyacente del Plan Gas 2020 es que durante al menos 4 años, el Gobierno argentino pagará a los productores de gas natural que se adhieran al Plan Gas 2020 y hayan resultado adjudicatarios en el marco del concurso un subsidio convertido en pesos argentinos calculado como la diferencia entre (i) el precio de gas natural ofertado y adjudicado; y (ii) el precio de gas natural pagadero por las distribuidoras, sub-distribuidoras o CAMMESA, según el caso, bajo los contratos de suministro de gas natural celebrados en el marco del Plan Gas 2020.

Las obligaciones asumidas por los productores consisten principalmente en compromisos de entrega, medidos en relación con las curvas de producción que cada productor presentó en el concurso, ajustadas a la baja por los volúmenes adjudicados. El compromiso de inyección mensual de los productores debe ser, a partir de mayo de 2021, al menos igual a la inyección media de cada productor durante el trimestre mayo-junio-julio de 2020 por cuenca, incluyendo el consumo fuera del sistema.

El Plan Gas 2020 otorga a los productores participantes cierta prioridad para la exportación de gas natural en firme, siempre que se cumplan los volúmenes adjudicados. Si se cumple esta condición, los productores tendrán un derecho preferente a exportar gas natural en firme, según las cantidades asignadas a cada cuenca, tal y como se establece en el Plan Gas 2020.

El Plan Gas 2020 prevé que en el caso de que la normativa limite el acceso al MLC para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, el Banco Central de la República Argentina (el "BCRA" o el "Banco Central", indistintamente) deberá "establecer mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso a dicho mercado a tales fines, cuando los fondos hayan sido ingresados por el MLC y sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del presente decreto y destinados a la financiación de proyectos del Plan Gas 2020". En este sentido, el 19 de noviembre de 2020, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7168, mediante la cual estableció ciertas reglas aplicables a los fondos ingresados a través del MLC a partir del 16 de noviembre de 2020 para financiar proyectos del Plan Gas 2020. Las medidas están dirigidas, principalmente, a asegurar el acceso al MLC para el pago de dividendos, el pago de servicios de endeudamiento externo y la repatriación de inversiones, siempre que correspondan a fondos traídos a través del MLC para financiar proyectos del Plan Gas 2020 y que se cumplan los restantes requisitos establecidos en la normativa cambiaria aplicable.

De acuerdo con el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para el pago de dividendos, capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior y repatriación de inversiones directas de no residentes. Las disposiciones respectivas fueron reglamentadas por la Comunicación "A" 7626. Para mayor información, véase "Información Adicional—Controles de Cambio*"* en este Prospecto.

El Decreto 730/2022 modifica ciertos artículos del Decreto N°892/2020, para extender el programa creado en el marco del mismo hasta el año 2028, aprobando el "Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones, la Expansión del Sistema de Transporte para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028" (el "Plan Gas V"). Adicionalmente, la referida normativa instruye a la SE a reglamentar e instrumentar dicho plan siguiendo las siguientes pautas: (i) volumen: el establecido por la SE a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme a la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan; (ii) plazo: hasta el año 2028 inclusive, ampliable en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas; y (iii) exportaciones: condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la SE.

Con fecha 30 de enero de 2025, a través de la Resolución N°25/2025, la SE estableció que el precio de gas en el PIST deberá ser trasladado a los usuarios finales en relación con los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas V, debiendo ENARSA, las empresas productoras y las distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes, adecuar dichos contratos acorde a esta resolución. Esta decisión se tomó bajo el marco del Decreto N°465/2024 de fecha 27 de mayo de 2024, el cual determinó la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía y estableció un período de transición hacia subsidios energéticos focalizados, desde el 1 de junio hasta el 30 de noviembre

de 2024; como también bajo el marco de la Resolución N°91/2024 de la SE, que determinó los aspectos relativos a la antedicha restructuración durante el período de transición. A través del Decreto 49, se prorrogó el Período de Transición hasta el 31 de diciembre de 2027.

Con fecha 29 de diciembre de 2025, la SE dictó la Resolución N°606/2025, mediante la cual introdujo adecuaciones instrumentales al Plan Gas V para avanzar en la normalización contractual del mercado de gas natural y reducir la intermediación de ENARSA. En particular, para los productores firmantes que adhieran, la norma dispone la cesión por parte de ENARSA de los contratos de compraventa de gas destinados a la demanda prioritaria a favor de las distribuidoras correspondientes (y, en su caso, generadores y/o CAMMESA), de modo que cada productor pase a contratar directamente con su contraparte, manteniéndose el esquema de compensación estatal ya previsto. Asimismo, releva a los productores adherentes de la obligación de reportar trimestralmente (con apertura mensual) el avance del plan de inversiones, con ciertas salvedades para compromisos asumidos en el marco de la ronda 5.2 del Plan Gas.Ar convocada mediante la Resolución N°770/2022 de la SE. Asimismo, la Resolución N°606/2025 elimina la división por 0,7 para el cálculo del compromiso de inyección en las rondas aplicables y eleva al 90% el pago provisorio de la compensación. Finalmente, establece un mecanismo de adhesión (sin reservas) y prevé la intervención de ENARGAS en la supervisión del proceso de asignación/cesión de volúmenes de la ronda 4.2 del Plan Gas.Ar, incluyendo la presentación de los nuevos contratos ante la SE y ENARGAS.

Con fecha 26 de enero de 2026, se dictó el Decreto N°26/2026, mediante el cual se sustituyó el Punto 13 del Anexo del Decreto N°892/2020 (Plan Gas V). La norma introdujo el concepto de "Precio Anual Uniforme" ("PAU"), estableciendo que el Estado Nacional podrá asumir mensualmente la diferencia entre dicho precio y el precio de mercado resultante de las subastas del Plan Gas V, ajustado por el factor estacional. El mecanismo tiene por objeto anualizar el costo del gas natural trasladado a la demanda y evitar variaciones estacionales significativas en las tarifas, manteniendo inalterados los derechos de cobro de los productores bajo el esquema del Plan Gas V y facultando a la SE a adecuar el régimen de compensaciones aplicable.

En implementación de lo dispuesto por el Decreto N°26/2026 y el régimen de subsidios energéticos focalizados, la Resolución N°23/2026 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 28 de enero de 2026, estableció el PAU aplicable a los contratos celebrados en el marco del Plan Gas V para el año 2026. La resolución instruye a productores, distribuidoras y a ENARSA a adecuar sus contratos de abastecimiento a dicho precio y dispone que el ENARGAS deberá reflejarlo en los cuadros tarifarios y facturas de los usuarios finales. Asimismo, determina que el PAU será la base sobre la cual se aplicarán las bonificaciones del régimen de subsidios y ordena adecuar el mecanismo de compensaciones del Plan Gas V para contemplar la condición de beneficiario y los volúmenes consumidos por tipo de demanda.

Procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural

Mediante la Resolución N°360/2021 (la "Resolución 360"), publicada en el Boletín Oficial el día 27 de abril de 2021, la SE estableció un procedimiento de autorización de exportaciones de gas natural y, de esta manera, (i) reglamentó la normativa relativa a exportaciones de gas natural establecida a través del Decreto N°892/2020 que aprobó el Plan Gas 2020, y (ii) derogó la Resolución N°417/2019 de la SE y sus modificatorias sobre el régimen de exportaciones de gas natural.

En el marco del Plan Gas V, con fecha 16 de noviembre de 2022, la SE dictó la Resolución N°774/2022 modificatoria de la Resolución 360 (la "Resolución 774"). La Resolución 774 sustituye el procedimiento de autorización de exportaciones de gas natural de la Resolución 360, modificando algunos de sus términos, incluyendo: (i) la exclusión de las exportaciones de GNL del procedimiento, (ii) la adecuación del procedimiento a las disponibilidades de capacidad de transporte para el mercado doméstico, (iii) la posibilidad disponer interrupciones puntuales y excepcionales a autorizaciones firmes por situaciones de fuerza mayor, y (iv) el establecimiento de nuevos cupos y precios mínimos de exportación.

Tarifas Eléctricas

En cuanto a las tarifas de energía eléctrica, se llevó a cabo una audiencia pública el 26 de enero de 2024, convocada a través de la Resolución N°2/2024 del ENRE, con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto de las propuestas que Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. ("EDENOR") y Empresa Distribuidora Sur S.A. ("EDESUR") presentaron para obtener una adecuación transitoria de los cuadros tarifarios del servicio público de distribución de energía eléctrica en el Área Metropolitana de Buenos Aires.

Asimismo, a través de la Resolución N°3/2024 del ENRE, se llevó a cabo una audiencia pública el 29 de enero de 2024 con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto de las propuestas que las empresas Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A. y el Ente Provincial de Energía del Neuquén ("EPEN") presentaron para obtener una

adecuación transitoria de los cuadros tarifarios del servicio público de transporte de energía eléctrica.

Con fecha 2 de octubre de 2024, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°294/2024 de la SE, la cual estableció un "Plan de Contingencia y Previsión para meses críticos del período 2024/2026", para evitar, reducir o mitigar la crítica condición de abastecimiento de energía para los días críticos del período 2024/2026. En este sentido, establece diferentes medidas a aplicarse para el sector de oferta, transporte y distribución de la energía eléctrica. Asimismo, la Resolución N°294/2024 creó un mecanismo voluntario, programado y remunerado de gestión de demanda para Grandes Usuarios Mayores, incentivando la reducción de consumo en momentos críticos. También creó un Comité de Seguimiento de Implementación del Plan de Contingencia, que monitoreará la implementación del plan y propondrá acciones complementarias para asegurar la continuidad del servicio eléctrico.

En enero de 2026, el Decreto 49 prorrogó la emergencia del sector energético nacional declarada en virtud del Decreto 55 hasta el 31 de diciembre de 2027. Este decreto pospone nuevamente la aplicación de los regímenes tarifarios de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal, ahora diferidos hasta julio de 2026, y mantiene la intervención del ENRE y el ENARGAS hasta que el nuevo ENRGE, creado en virtud de la Ley de Bases, entre en funcionamiento. El gobierno deberá garantizar mecanismos de participación pública en el proceso de implementación de los nuevos regímenes tarifarios de electricidad y gas natural, de conformidad con las normas generales sobre audiencias públicas y otras normas aplicables.

El 31 de marzo de 2026, mediante las Resoluciones Nº197/2026 y Nº198/2026 del ENRE, entre otras cuestiones, se aprobaron: (i) los valores por categoría/subcategoría del Costo Propio de Distribución (CPD) que deberán aplicar EDENOR y EDESUR y su fórmula de actualización, (ii) los Cuadros Tarifarios a ser aplicados para los usuarios residenciales Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3 por EDENOR y EDESUR; y (iii) las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores. Adicionalmente, mediante varias resoluciones del ENRE publicadas en el Boletín Oficial el 31 de marzo de 2026, el ENRE aprobó: (i) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de Transener S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Distrocuyo S.A., Transpa S.A., EPEN, Transcomahue S.A., Yacylec S.A., LIMSA, LITSA, EDERSA, Enecor S.A., DPEC, Transacue S.A., Interandes S.A. y Transba S.A. (por las instalaciones que integran TIBA), y el valor Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicados a las transportistas.

El Decreto 70 estableció un "Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica", derogando gran parte de la Ley N°27.424 y facultando a la SE a redeterminar la estructura de subsidios vigentes en el sector energético a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. En esta línea, mediante el Decreto 70, la SE se encuentra facultada para definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios. A través del marco del Decreto 70, fue publicado el 27 de mayo de 2024 el Decreto N°465/2024, el cual determina la reestructuración de los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional, y establece un período de transición hacia subsidios energéticos focalizados, que se extenderá desde el 1º de junio hasta el 30 de noviembre de 2024 pudiendo ser prorrogado, resultando en la publicación por el ENARGAS de 10 nuevos cuadros tarifarios el 6 de junio de 2024. Asimismo, el 8 de mayo de 2024 se publicó la Resolución N°58/2024 de la SE (según fuera modificada por las Resoluciones N°66/2024 y N°77/2024), que estableció un régimen de pagos excepcional, transitorio y único con el objetivo de cancelar la deuda acumulada por CAMMESA correspondiente al saldo de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 correspondiente a los acreedores del MEM. En este sentido, se les propuso a los acreedores del MEM, por dichas transacciones, el pago mediante el Bono AE38, el cual vencería en el año 2038, que actualmente opera un 50% bajo la par. En este sentido, se les propuso a los acreedores del MEM: (i) por las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, el pago mediante la entrega de títulos públicos "Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038*", y (*ii) por la transacción económica del mes de febrero de 2024, el pago con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA a efectos de las cobranzas y con aquellos disponibles por las transferencias realizadas por el Estado Nacional al fondo unificado con destino al fondo de estabilización.

La Resolución N°21/2025 de la SE (la "Resolución 21"), emitida el 28 de enero de 2025, introduce reformas clave en el marco regulatorio del sector eléctrico argentino, con el objetivo de normalizar el mercado, descentralizar la gestión de combustibles y eximir a ciertos proyectos de energía convencional de las restricciones de contratación. A partir del 1° de enero de 2025, los proyectos de generación, autogeneración y cogeneración que utilicen fuentes térmicas, hidroeléctricas o nucleares y que estén operativos comercialmente ya no estarán sujetos a la suspensión de nuevos contratos en el Mercado a Término según lo establecido por la Resolución N°95/2013. Ello permite a los propietarios de dichos proyectos celebren contratos de suministro conforme a los procedimientos operativos y de precios existentes. Además, la Resolución 21 derogó la Resolución N°354/2020, eliminando el rol regulador de CAMMESA en la

adquisición de combustibles bajo el Plan Gas. A partir del 1 de marzo de 2025, los generadores térmicos en el mercado spot podrán gestionar su propio abastecimiento de combustible, mientras que CAMMESA mantendrá su función para contratos sin autoabastecimiento y actuará como proveedor de última instancia cuando sea necesario.

Por último, la Ley de Bases facultó al Poder Ejecutivo Nacional, a través de su artículo 162, a adecuar la reglamentación de las Leyes N°15.336 y N°24.065 de electricidad, conforme a las siguientes bases:

- Promover la apertura del comercio internacional de la energía eléctrica en condiciones de seguridad y confiabilidad, con el objeto de lograr la mayor cantidad de participantes en la industria.
- Asegurar la libre comercialización y máxima competencia de la industria de la energía eléctrica, garantizando a los usuarios finales, la libre elección de proveedor.
- Impulsar el despacho económico de las transacciones de energía sobre una base de la remuneración en el costo económico horario del sistema, teniendo en consideración el gasto marginal horario del sistema; y aquél que represente para la comunidad la energía no suministrada.
- Adecuar las tarifas del sistema energético sobre la base de los costos reales del suministro a fin de cubrir las necesidades de inversión y garantizar la prestación continua y regular de los servicios.
- Propender a la explicitación de los diferentes conceptos a pagar por el usuario final, con la expresa obligación del distribuidor de actuar como agente de percepción o retención de los importes a percibir en concepto de energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y a la ARCA.
- Garantizar el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos.
- Modernizar y profesionalizar las estructuras centralizadas y descentralizadas del sector eléctrico a fin de lograr un mejor cumplimiento de las funciones asignadas.

El 14 de agosto de 2025, la SE emitió los "Lineamientos para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva", proporcionando el marco regulatorio y operativo para la transición gradual del MEM hacia un modelo competitivo y basado en contratos.

Mediante la Resolución N°400/2025 de la SE, publicada el 21 de octubre de 2025, se aprobaron las "Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva" (las "Reglas"), otorgando carácter normativo obligatorio al proceso de transición del MEM. Las Reglas establecen un esquema de normalización gradual orientado a sustituir el modelo centralizado de despacho y remuneración por uno basado en señales económicas y contratación bilateral, en el cual la energía eléctrica y la potencia se remuneran progresivamente mediante precios vinculados a costos marginales horarios, reduciendo la intervención directa del Estado en la determinación de precios.

En particular, las Reglas:

- introducen un sistema de remuneración de la generación spot basado en costos variables declarados y una renta marginal asociada al costo marginal horario del sistema;
- establecen mecanismos de pago por disponibilidad de potencia durante horas críticas del sistema;
- trasladan gradualmente a los generadores la responsabilidad de la gestión de combustibles, manteniéndose durante la transición el abastecimiento de última instancia por parte de CAMMESA; y
- promueven la cobertura contractual de la demanda eléctrica a través del Mercado a Término.

Durante el período de transición, hasta el 31 de diciembre de 2028, los generadores podrán abastecerse de gas natural bajo esquemas administrados, pero la gestión propia de combustible pasará a ser obligatoria a partir de 2029. La falta de gestión propia reduce significativamente la remuneración y el acceso a los mecanismos de mercado.

Asimismo, las Reglas redefinen la demanda regulada como la "*Demanda Estacionalizada de Distribuidores*", priorizando el consumo residencial, cuya cobertura deberá realizarse principalmente mediante generación asignada (hidroeléctrica, nuclear, contratos existentes e importaciones). Las distribuidoras deberán contratar progresivamente energía en el Mercado a Término, el cual pasa a constituir el principal mecanismo de abastecimiento del sistema. El Mercado a Término comprende instrumentos de contratación de energía y de potencia física, permitiendo la celebración de contratos bilaterales entre generadores, distribuidores y grandes usuarios bajo condiciones libremente negociadas. Estos contratos reducen la exposición al mercado Spot y trasladan la responsabilidad de asegurar suministro y respaldo

desde el sistema centralizado hacia el ámbito contractual.

Por último, las Reglas introducen servicios de confiabilidad destinados a asegurar reservas operativas del sistema eléctrico y a incentivar la incorporación de nueva capacidad firme de generación.

Con fecha 20 de octubre de 2025, la SE dictó la Resolución N°501/2025, mediante la cual se aprobaron pautas complementarias para la implementación de la gestión de combustibles prevista en las Reglas. La resolución establece el mecanismo por el cual los productores de gas natural participantes del Plan Gas V pueden retirar total o parcialmente los volúmenes comprometidos en sus contratos con CAMMESA o ENARSA y ceder su posición contractual a agentes generadores del MEM. El gas retirado será considerado combustible de gestión propia del generador y la generación asociada será despachada conforme al Costo Variable de Producción declarado. Asimismo, dispone que el costo del gas será determinado sobre la base de un precio uniforme representativo del mix de contratos del Plan Gas y de las importaciones centralizadas de GNL, manteniéndose las obligaciones contractuales mínimas del Plan Gas V.

Mediante la Resolución N°78/2026 de la SE de fecha 26 de marzo de 2026, se introdujeron modificaciones al régimen aplicable al Mercado a Término de Energía Eléctrica ("MATER"), en el marco de las Reglas. En particular, la Resolución 78 eliminó el carácter transitorio del mecanismo de presentación mensual de contratos de energía y potencia, estableciendo su vigencia por tiempo indefinido. En este sentido, la norma dispone que los contratos celebrados bajo el régimen del MATER podrán ser presentados ante CAMMESA en forma mensual, con una antelación no inferior a cinco días corridos previos al inicio de su vigencia, a los efectos de su validación, registración y administración en el MEM.

Consideraciones sobre regímenes promocionales

Gas natural

La Ley N°27.007 incorpora al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto N°929/2013) a los proyectos, conforme fueran autorizados por la SE, que impliquen una inversión directa en moneda extranjera mayor a US$250.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos cincuenta millones) durante los primeros tres años del proyecto. Además, modificó el porcentaje de hidrocarburos que, a partir del tercer año, estarían sujetos a los beneficios del régimen. Respecto de las concesiones de explotación convencionales y no convencionales, como así también las concesiones *offshore* en profundidades menores o iguales a los 90 metros, el porcentaje es del 20%; respecto de concesiones *offshore* en profundidades mayores a los 90 metros, el porcentaje es del 60%. Además, la Ley Nº27.007 crea un aporte de "Responsabilidad Social Corporativa" fijado en un 2,5% del monto de inversión inicial del proyecto que corresponda. Asimismo, el Estado Nacional debe hacer un aporte para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras de petróleo y gas *natural*, el cual debe determinarse a la luz del alcance del proyecto. En cuanto a los beneficios de importación, la Ley Nº27.007 prevé una reducción de los derechos de importación según lo establecido por el Decreto N°927/2013, para bienes de capital e insumos considerados esenciales para la implementación de los planes de inversión.

Con fecha 27 de enero de 2023, mediante la Resolución N°26/2023, la SE aprobó el procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del cero por ciento (0%) de derechos de exportación, para la tramitación de las peticiones que formulen las empresas beneficiarias del Decreto Nº929/2013.

El Decreto 234 (según este término se define más adelante) creó el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones, con el objetivo, entre otros, de aumentar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible en sectores económicos específicos, incluido el sector de los hidrocarburos. Dicho régimen fue posteriormente modificado mediante el Decreto N°836/2021 por el cual se establecieron beneficios incrementales en caso de que los proyectos de inversión (cuya inversión mínima es de US$100.000.000) alcancen ciertas sumas. Adicionalmente, el 8 de abril de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7259 reglamentando algunos aspectos del Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones (actualmente incorporado dentro del punto 7.10 de las Normas de Exterior y Cambios). Para mayor información, véase "*Información Adicional— Controles de Cambios*" en este Prospecto.

Actividades de *midstream* y *downstream* de gas natural

La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea para el transporte un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, como el caso de la Compañía, tienen acceso abierto a toda la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sin discriminación alguna.

La Ley de Gas Natural reglamenta la distribución y el transporte de gas natural a los cuales considera como servicios públicos, y tiene el objeto de: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, el transporte y la distribución de gas natural; (iv) asegurar el abastecimiento suficiente del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y la distribución eficaz y segura. Toda la capacidad de transporte

de gas en gasoductos, excepto por aquella que corresponda a evacuación de producción propia del concesionario en virtud de los artículos 28 y 43 de la Ley de Hidrocarburos, se encuentra sujeta a dicho régimen regulado.

Asimismo, la Ley de Gas Natural prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural y prohíbe ciertas formas de propiedad cruzada entre transportistas, distribuidores y vendedores minoristas de una manera que pueda permitirles a ellos o a sus afiliadas controlar a más de un tipo de dichas entidades.

El sistema de transporte de gas se divide actualmente en dos sistemas principalmente en función de su geografía (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), diseñados para darle a ambos sistemas acceso a las fuentes de gas y a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos empresas transportadoras. Además, el sistema de distribución se divide en nueve distribuidoras regionales, entre las que se incluyen dos distribuidoras que abastecen el área del Gran Buenos Aires.

El Decreto N°589/2017 del 28 de julio de 2017, modificó el artículo 3° del Decreto N°729/1995 de fecha 22 de mayo de 1995, incorporando como segundo párrafo la posibilidad que en el caso de gasoductos que se construyan o amplíen a futuro, los transportistas puedan negociar libremente sus contratos de transporte con productores en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, limitando el régimen regulado a la capacidad de transporte no comprometida en tales contratos.

Mediante la Resolución N°67/2022 de la SE de fecha 9 de febrero de 2022, la SE declaró de interés público nacional la construcción del "Gasoducto Presidente Néstor Kirchner" como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en la República Argentina, que transportará gas natural con punto de partida desde las proximidades de Tratayén en la Provincia del Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en la Provincia de Buenos Aires, hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. En la actualidad, se ha modificado el nombre de dicho gasoducto a "Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno". Asimismo, mediante dicha resolución, se creó el Programa Sistema de Gasoductos "Transport.Ar Producción Nacional" ("Programa Transport.Ar") cuya finalidad principal es la promoción del desarrollo, el crecimiento de la producción y el abastecimiento de gas natural.

Mediante la Resolución N°66/2026 de la SE de fecha 12 de marzo de 2026 (la "Resolución 66"), se dispuso la reconfiguración integral del sistema de transporte de gas natural en la Argentina, en el marco de la emergencia energética vigente. Dicha medida se fundamenta en cambios estructurales en las condiciones de abastecimiento y en los flujos de gas natural, derivados principalmente del desarrollo de la formación Vaca Muerta, la declinación de la producción en la Cuenca Noroeste y la menor disponibilidad de importaciones desde el Estado Plurinacional de Bolivia, así como la incorporación de GNL como fuente complementaria de abastecimiento.

En ese contexto, la Resolución 66 establece un nuevo esquema operativo del sistema de transporte, basado en la redefinición de rutas, la reversión de flujos y la reasignación de capacidades de transporte existentes, incluyendo la eventual eliminación de rutas vigentes y la creación de nuevas rutas, con el objeto de optimizar la asignación de capacidad y asegurar el abastecimiento de la demanda prioritaria.

Asimismo, la Resolución 66 prevé la implementación de mecanismos de asignación de capacidad mediante concursos abiertos, bajo principios de acceso abierto, no discriminación y uso generalizado de los sistemas, así como la adecuación de los marcos regulatorios aplicables al transporte y la distribución de gas natural. En línea con lo anterior, se instruyó al ENARGAS a adoptar las medidas regulatorias necesarias para la implementación del nuevo esquema, incluyendo la determinación de cuadros tarifarios transitorios, la revisión de factores de carga y la adecuación de los reglamentos de servicio.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución 66, el ENARGAS dictó la Resolución N°346/2026, mediante la cual convocó a un procedimiento de consulta pública a fin de considerar los aspectos regulatorios, tarifarios y operativos derivados de la reconfiguración del sistema de transporte, y posteriormente la Resolución N°409/2026, mediante la cual se dio por finalizado dicho proceso, estableciendo las pautas regulatorias correspondientes para la implementación del nuevo esquema.

Por su parte, el Decreto N°76/2022, de fecha 14 de febrero de 2022, dispuso el otorgamiento de la concesión de transporte a ENARSA sobre el Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno y autoriza a constituir un fideicomiso para la ejecución de la primera etapa de la obra. Asimismo, mediante dicho decreto se reglamenta el Programa Transport.Ar. El 12 de diciembre de 2022, la SE anunció que el gobierno argentino acordó con el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil (BNDES) el financiamiento por US$689 millones para la construcción del segundo tramo del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner.

En julio de 2023 se puso en funcionamiento la primera etapa del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno, de 573 kilómetros de longitud. Adicionalmente, a través de la Resolución N°233/2024, del 27 de mayo de 2024 (la "Resolución 233"), el ENARGAS autorizó a ENARSA, en los términos del artículo 16, inciso b) de la Ley de Gas Natural, a extender el sistema de transporte de gas natural e iniciar la construcción de un gasoducto desde las inmediaciones de la Planta Compresora "La Carlota" del Gasoducto Centro Oeste hasta las inmediaciones de la Planta Compresora "Tío Pujio" sobre el Gasoducto Norte, en el marco del proyecto denominado "Reversión del Gasoducto Norte" del Programa Transport.Ar. Mediante el Decreto N°1060/2024 se declaró de interés público nacional la Iniciativa Privada propuesta por TGS, denominada "Incremento de la Capacidad de Transporte Gas Natural, en la Ruta Tratayén – Litoral Argentino", para ejecutar obras de ampliación en el Tramo I del "Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno", desde la localidad de Tratayén, Provincia del Neuquén hasta la localidad de Salliqueló, Provincia de Buenos Aires, con el fin de incrementar la capacidad de transporte de gas natural.

La Resolución 233 también autoriza a ENARSA y a Transportadora Gas del Norte S.A. a iniciar la construcción de cañería paralela al gasoducto norte, entre las Plantas Compresoras "Tío Pujio" y "Ferreyra", y a ejecutar las obras y adecuaciones necesarias en las Plantas Compresoras "La Carlota", "Tío Pujio", "Ferreyra", "Dean Funes", "Lavalle" y "Lumbreras", a fin de revertir el flujo y la inyección, en el marco del mismo proyecto.

Mediante la Resolución N°61/2020 publicada en el Boletín Oficial el día 29 de octubre de 2020, la SE incorporó a todas las personas humanas o jurídicas que expendan GNL en bocas de expendio y/o consumo propio de combustible en el registro de bocas de expendio de combustibles líquidos, consumo propio, almacenadores, distribuidores y comercializadores de combustibles e hidrocarburos a granel y de gas natural comprimido creado por la Resolución N°1102/04 de la SE. En ese sentido incorporó en dicho registro a aquellos operadores que presten el servicio de provisión de GNL para vehículos, y estableció los requisitos exigibles para un eficaz y seguro desarrollo de dicha prestación, como asimismo determinó la documentación que deberán presentar los interesados en prestar el mencionado servicio.

La Ley de Bases introdujo modificaciones a la Ley de Gas Natural, incluyendo la modificación de ciertos artículos y la incorporación del artículo 3 bis, referido a las exportaciones de GNL. La Ley de Bases autoriza la importación de gas natural sin necesidad de autorización previa y establece que la exportación quedará sujeta a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos en su versión modificada por el Decreto 1057.

Con fecha 21 de abril de 2025, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°157/2025 de la SE a (la "Resolución 157"), que aprobó la Declaración de Disponibilidad de Recursos de Gas a Largo Plazo, en cumplimiento del Artículo 3 bis de la Ley de Gas Natural, incorporado por la Ley de Bases. Asimismo, la Resolución 157 consolidó estudios técnicos sobre producción, transporte, almacenamiento, demanda interna y capacidad de exportación de gas natural. Así, el informe determinó que, bajo los niveles actuales de consumo doméstico, los recursos serían suficientes para 162 años, mientras que, en escenarios de expansión de exportaciones de GNL, alcanzarían entre 63 y 68 años.

En el marco del Artículo 3 bis de la Ley de Gas Natural, la SE aclaró que las autorizaciones de exportación de GNL, una vez otorgadas, tendrán carácter firme por hasta treinta años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción correspondiente. Dichas autorizaciones garantizarán acceso ininterrumpido al suministro de gas, transporte, procesamiento y almacenamiento, sin verse afectadas por eventuales cambios regulatorios, salvo que resulten más favorables para los exportadores. La Resolución 157 también establece que la Declaración de Disponibilidad de Recursos deberá actualizarse al menos cada cinco (5) años, o antes en caso de cambios sustanciales en las condiciones técnicas o de mercado.

Con fecha 27 de enero de 2023, mediante la Resolución N°26/2023, la SE aprobó el procedimiento de solicitud de beneficio de una alícuota del cero por ciento (0%) de derechos de exportación, para la tramitación de las peticiones que formulen las empresas beneficiarias del Decreto Nº929/2013.

Refinación del sector de *midstream* y comercialización del sector *downstream*

El Decreto Nº1212/89 reglamenta las actividades de refinación de hidrocarburos realizadas por productores de petróleo y otros terceros. Este decreto, junto con la normativa emitida por la SE, reglamenta los aspectos comerciales, ambientales, de calidad y seguridad de refinerías y estaciones de servicio. Además, autorizó las importaciones, eliminó el régimen de cuotas de petróleo vigente a la fecha de emisión del decreto y desreguló la instalación de refinerías y estaciones de servicio. Se delegaron a las autoridades provinciales y municipales ciertas facultades de supervisión y contralor de la SE y, por consiguiente, la refinación y venta de productos refinados también debe cumplir con las normas provinciales y municipales técnicas, de salud, seguridad y ambientales.

Las actividades de refinación de petróleo crudo realizadas por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las empresas de petróleo en el registro mantenido por la SE y al cumplimiento de

las normas ambientales y de seguridad, así como con la legislación ambiental provincial y las inspecciones municipales de salud y seguridad.

La inscripción se otorga en función de normas financieras, técnicas y de cualquier otro tipo. Conforme se indica a continuación, las bocas de expendio de combustibles líquidos, puntos de venta en los que se fracciona el combustible, la reventa a grandes usuarios y los contratos de suministro entre estaciones de servicio y compañías petroleras también deben inscribirse en la SE.

La Resolución Nº419/1998 de la SE, con sus modificatorias, exige que las empresas petroleras que llevan a cabo actividades de importación, exportación, procesamiento y comercialización (incluidas las estaciones de servicio) sean sociedades anónimas y estén inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, sujeto a requisitos técnicos y financieros. La inscripción en el Registro de Empresas Petroleras debe renovarse todos los años.

La Resolución Nº1102/2004 de la SE establece que los combustibles líquidos y el petróleo crudo solamente pueden ser comprados y vendidos por empresas registradas en el Registro de Bocas de Expendio de Combustibles Líquidos de la ex Subsecretaría de Combustibles. Además, las empresas que lleven a cabo actividades de almacenamiento, distribución y/o comercialización de combustible también deben estar inscriptas en la ex Subsecretaría de Combustibles.

El Decreto Nº1060/2000 establecía que los contratos de suministro celebrados entre las refinerías y los operadores de estaciones de servicio no podían extenderse más allá de: (i) ocho años para las nuevas estaciones de servicio; y (ii) cinco años para renovaciones y prórrogas de contratos anteriores. El Decreto N°1060/2000 fue derogado por el Decreto 70.

En virtud de la Resolución Nº1283/2006 de la SE, la comercialización local de productos refinados debe cumplir con determinadas especificaciones técnicas.

Por medio de la Resolución Nº5/2016, publicada en el Boletín Oficial el 1 de junio de 2016 y vigente a partir de junio de 2016, la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos definió las nuevas especificaciones para la comercialización de nafta y gasoil en Argentina. La Resolución Nº558/19 y N°576/19 ambas de la SE, modificaron la Resolución N°5/2016 extendiendo los plazos en materia de contenido de azufre. Las empresas petroleras deben presentar un cronograma de inversiones para los próximos cuatro años con el objeto de cumplir con las nuevas normas aplicables a nafta y gasoil. La fecha límite para hacer esta presentación venció el 30 de septiembre de 2016. De conformidad con el artículo 1 de la Resolución Nº5/2016, el Anexo II de la Resolución Nº1283/2006 ha sido sustituido por el Anexo I de dicha resolución. La Resolución Nº5/2016 actualiza el reglamento que regula esta norma haciendo especial referencia a las normas ASTM D 5191 y ASTM 4953 que no se incluyeron en el régimen anterior. Se prevé además que las re*finerías locales cuya producción de fuel* oil no cumpla con esta norma deben presentar un plan de ajuste ante la SE en el plazo de 90 días después de la publicación de la Resolución, incluidas las obras y acciones que deben llevarse a cabo a los efectos de cumplir con la norma 24 meses después de la publicación de la Resolución.

Esas especificaciones fueron posteriormente modificadas por la SE mediante las Resoluciones Nº 558/2019 (que reemplaza el Anexo I de la Resolución Nº5/2016) y Nº576/2019 (que reemplaza el Anexo I y aclara los límites y los plazos para el contenido de azufre), y constituyen las normas técnicas operativas vigentes. La Resolución Nº492/2023 reforzó posteriormente el cumplimiento obligatorio de los estándares de la Resolución Nº576/2019 para los combustibles comercializados en Argentina, al tiempo que autorizó a la autoridad de aplicación a aprobar aplazamientos temporales de las fechas de cumplimiento, caso por caso.

El Decreto N°46/2025, publicado en el Boletín Oficial con fecha 29 de enero de 2025, aprobó el autodespacho de combustible en Argentina. Con fecha 8 de abril de 2025, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N°147/2025 de la SE, que aprobó el procedimiento para la implementación del autoservicio en estaciones de servicio de todo el país. Esta resolución permite a las estaciones de servicio el autodespacho de combustible como modalidad optativa, a elección de los expendedores, quienes podrán implementarla en forma total o parcial, sujeto a estrictos requisitos reglamentarios y de seguridad. Esta medida representa un cambio significativo respecto a las regulaciones anteriores, que prohibían a los clientes operar los surtidores de combustible sin una autorización especial.

Con fecha 20 de octubre de 2025, la SE dictó la Resolución N°504/2025, mediante la cual reglamentó las condiciones registrales, operativas y de seguridad para el expendio minorista de combustibles líquidos bajo la modalidad de “estaciones de servicio móviles”, en los términos del Decreto N°46/2025. En particular, la norma incorporó a estos operadores al Registro de Bocas de Expendio creado por la Resolución N°1102/2004, aprobó procedimientos específicos para (i) estaciones modulares portátiles con tanques sobre el terreno y (ii) estaciones móviles cisterna, y delegó en la Subsecretaría de Combustibles Líquidos las facultades de autorización, fiscalización y control. Asimismo, dispuso obligaciones de información de

volúmenes y precios y estableció que las ventas realizadas mediante estaciones móviles cisterna quedarán alcanzadas por la carga impositiva correspondiente a zonas no exentas, hasta tanto se implementen mecanismos específicos de control.

Ley de Biocombustibles

A través de la Ley N°27.640 (la "Ley de Biocombustibles") se aprobó el Marco Regulatorio de Biocombustibles, que comprende todas las actividades de elaboración, almacenaje, comercialización y mezcla de biocombustibles, y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030, extensible por única vez por cinco años más a partir de su vencimiento.

Los objetivos buscados por la Ley de Biocombustibles son, entre otros: regular, administrar y fiscalizar la producción, comercialización y uso sustentable de los biocombustibles y propiciar seguridad en las instalaciones de elaboración, mezcla y/o almacenaje de biocombustibles. La Ley de Biocombustibles deja sin efecto todas las disposiciones establecidas en las leyes N°23.287, 26.093 y 26.334, incluida su normativa reglamentaria.

Asimismo, conforme fuera modificado por la Resolución N°438/2022 de la SE, todo combustible líquido clasificado como gasoil o diésel oil comercializado dentro del territorio de la República Argentina deberá contener un porcentaje obligatorio de biodiésel del 7,5%, en volumen, medido sobre la cantidad total del producto final (sin perjuicio de que la autoridad de aplicación podrá elevar dicho porcentaje obligatorio cuando lo considere conveniente en función de distintos factores; incluso podrá reducirlo hasta un porcentaje nominal de 3%, en volumen, cuando las circunstancias lo permitan).

Por otro lado, el combustible líquido clasificado como nafta comercializada dentro del territorio de la República Argentina, debe contener un porcentaje obligatorio de bioetanol de 12%, en volumen, sobre la cantidad total del producto final.

El biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono establecido en la Ley N°23.966; sin perjuicio de ello, en el caso de que los mismos sean mezclados con combustibles fósiles, el gravamen recaerá solo por el componente de combustible fósil que integre la mezcla. El tratamiento impositivo mencionado regirá hasta la fecha de finalización del régimen y corresponderá siempre y cuando las materias primas principales utilizadas en los procesos productivos sean de origen nacional.

Con fecha 22 de noviembre de 2022, mediante el dictado de la Resolución N°776/22 la SE estableció las pautas para el abastecimiento de los biocombustibles destinados a la mezcla con combustibles fósiles en el marco de lo dispuesto por la Ley N°27.640 (en adelante, la "Mezcla Obligatoria") y aquellas vinculadas con la comercialización de biocombustibles en el mercado interno, cuyo cumplimiento será obligatorio para los sujetos encargados de llevarlas a cabo, los elaboradores de biocombustibles con destino a la Mezcla Obligatoria habilitados a tales fines y para los comercializadores de biocombustibles.

Por otra parte, a través de la Resolución N°689/2022, la SE creó el Registro de Operadores de Biocombustibles y Mezcladores, en el que deberán encontrarse inscriptos todos los elaboradores, mezcladores, almacenadores y comercializadores de biocombustibles. Dicho registro funcionará en el ámbito de la Dirección de Biocombustibles de la Subsecretaría de Hidrocarburos. Dicha Resolución prevé asimismo la posibilidad de que, a pedido de parte, la SE exceptúe el cumplimiento de la Mezcla Obligatoria con biodiesel o bioetanol en caso de situaciones excepcionales.

Con fecha 27 de marzo de 2026, la SE publicó la Resolución N° 79/2026, que elevó el límite máximo de contenido de oxígeno en naftas a 5,6%.

Registro del Régimen de Zona Fría

El régimen del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas ("Fondo Fiduciario"), se encuentra regulado principalmente por el artículo 75 de la Ley N°25.565 y sus modificatorias, tiene como finalidad central, financiar los subsidios que permiten aplicar descuentos tarifarios a los usuarios residenciales de gas en determinadas regiones del país que tienen mayor rigor climático, las denominadas zonas frías. Este mecanismo fue diseñado para que los recursos necesarios para solventar dichos descuentos provengan de un recargo específico sobre el precio de gas natural en el PIST por cada metro cúbico de 9.300 kcal, y se traslada a la facturación de los usuarios finales a través de las empresas distribuidoras. El recargo permite que las empresas distribuidoras reciban una compensación por los descuentos aplicados a los usuarios beneficiados, de modo que sean los propios consumidores argentinos, quienes a través del pago de un recargo sobre el precio del gas natural, generen los recursos necesarios, para solventar los descuentos tarifarios que benefician a los usuarios residenciales de las zonas alcanzadas por el régimen, garantizando así la sustentabilidad financiera del sistema y la continuidad del beneficio.

Originalmente, el régimen comprendía la región patagónica (Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, La Pampa y Rio Negro) el departamento de Malargüe en Mendoza y la Puna del Noroeste, la Ley N°27.637 introdujo modificaciones sustanciales al régimen, ampliando su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2031 y extendiendo el ámbito geográfico de aplicación a nuevas provincias, departamentos y localidades. Lo que incrementó significativamente la cantidad de beneficiarios. Además, esta ley facultó al Poder Ejecutivo Nacional y a la SE, a modificar el porcentaje del recargo definido que financia el Fondo Fiduciario, permitiendo su aumento o disminución en hasta un 50% respecto del tope máximo legalmente previsto.

El hecho imponible del recargo está definido según el artículo 75 de la Ley 25.565, que expresa que el recargo "se aplicará a la totalidad de los metros cúbicos que se consuman y/o comercialicen por redes o ductos en el Territorio Nacional cualquiera fuera el uso o utilización final del mismo" sobre el precio del gas natural en el PIST. La normativa no establece diferenciación por subzona en la aplicación del recargo, dado que el porcentaje es único y general para todo el territorio nacional, su determinación responde a las necesidades de financiamiento del fondo, en función de la cantidad de beneficiarios y el volumen de subsidios a cubrir. La percepción del recargo corresponde a los productores de gas, quienes actúan como agentes de percepción en el momento de emitir la factura o documento equivalente a cualquier sujeto de la industria.

El porcentaje del recargo ha sido objeto de sucesivas modificaciones a través de distintas resoluciones administrativas, en respuesta a la evolución de los requerimientos financieros del régimen. El artículo 75 de la Ley N°25.565 establecía que el Fondo Fiduciario se constituye con un recargo de hasta el 7,5%, sin embargo, la Resolución N°474/2017 lo fijó en 2,58%, la Resolución N°14/2018 lo elevó a 2,96%, la Resolución N°312/2019 lo incrementó a 4,46%, la Resolución N°487/2021 lo llevó a 5,44%, y finalmente la Resolución N°1448/2025 lo estableció en 7%. Este último ajuste se fundamenta en la necesidad de cubrir un mayor volumen de subsidios, resultante de la ampliación territorial y poblacional dispuesta por la Ley N°27.637.

Normativa Ambiental en la Argentina

Los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, con la reforma del año 1994, y otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales recientemente sancionadas, fortalecieron el marco legal para la protección del medio ambiente. Los organismos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más estricta en cuanto a la aplicación de las leyes y reglamentaciones ambientales, incrementando las sanciones por eventuales desacatos a las mismas.

De conformidad con los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, todos los habitantes de la República Argentina tienen derecho a un ambiente sano y el deber de preservarlo para las generaciones futuras. Las personas que provoquen daños al medio ambiente tienen la obligación de subsanar el daño causado conforme a lo previsto en la ley aplicable. El gobierno nacional tiene derecho a dictar normas mínimas para la protección del medio ambiente, mientras que las provincias y los municipios también pueden dictar normativa en la materia.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales que regulan la calidad ambiental en Argentina. Estas leyes y reglamentaciones establecen la obligación de obtener ciertos permisos, definen normas sobre determinados aspectos de calidad ambiental, establecen sanciones y demás responsabilidades ante la violación de dichas obligaciones y prevén los deberes de subsanación del daño ambiental provocado.

En general, la Emisora está sujeta a los requisitos de las siguientes leyes federales en materia ambiental (incluidas sus respectivas disposiciones reglamentarias y complementarias). A modo de ejemplo:

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43, entre otros);
- Ley General del Ambiente Nº25.675;
- las normas NAG (emitidas por ENARGAS) de protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases distribuidos por tuberías;
- Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios Nº25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos Nº24.051;
- Ley sobre Preservación del Aire Nº 20.284;
- Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas Nº25.688;
- Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCB Nº25.670;

- La Resolución N°970/2023 (emitida por la SE) que creó el "Programa Nacional de Medición y Reducción de las Emisiones Fugitivas Derivadas de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos";
- Código Penal; y
- Código Civil y Comercial de la Nación, el cual establece las reglas generales del derecho de responsabilidad civil.

Estas leyes y reglamentaciones abordan cuestiones ambientales de índole nacional, entre ellas, la eliminación de efluentes líquidos, la investigación y limpieza de sustancias peligrosas, los reclamos por daños a recursos naturales y responsabilidad por actos ilícitos extracontractuales con respecto a sustancias tóxicas. Se puede dictar normativa provincial y local que complemente esas leyes y reglamentaciones de índole nacional.

En lo particular, la Compañía está sujeta a la Resolución Nº105/92 dictada por la ex SE, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas *natural*. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a presentar un estudio de impacto ambiental ("EIA") ante la SE y, en todo caso, antes de dar inicio a cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la SE. Las empresas también están obligadas a presentar estudios ambientales ante el organismo con frecuencia anual. Puede suceder que los EIA estén sujetos a aprobación provincial.

La Compañía también está sujeta a muchas otras leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales, que incluyen, entre otras, aquellas que rigen la presentación de informes de derrames de petróleo (Resolución Nº24/2004 emitida por la SE, que establece el Régimen de Presentación de Informes de Incidentes Ambientales aplicable a las empresas propietarias de proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos) y la remediación (Resolución Nº 5/96 emitida por la SE, que establece el Régimen de Abandono de Pozos), los estudios de impacto ambiental, el uso de agua dulce y la disposición de aguas residuales, y la gestión de residuos.

Dado que las actividades de la Compañía se llevan a cabo en distintas jurisdicciones provinciales, se deben tener en cuenta las reglamentaciones aplicables en cada una de ellas.

La reseña precedente de las principales leyes ambientales aplicables en Argentina es simplemente un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva del marco legal aplicable en Argentina en materia ambiental. Este resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con cuestiones ambientales vigentes a la fecha de este Prospecto, las cuales están sujetas a cambios.

Armonización de Normativa Ambiental en la Ley de Bases

La Ley de Bases establece un paso fundamental hacia la unificación de la normativa ambiental en el sector hidrocarburífero al facultar al Poder Ejecutivo Nacional para elaborar, en conjunto con las provincias, una legislación ambiental armonizada. Este marco normativo buscará priorizar la aplicación de las mejores prácticas internacionales de gestión ambiental en la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

En ese contexto, el Decreto 1057 establece que, a fin de elaborar dicho proyecto de legislación ambiental armonizada, la SE identificará la normativa aplicable y los aspectos medioambientales a tener en cuenta para asegurar el desarrollo de la actividad hidrocarburífera en el marco de un adecuado cuidado del ambiente, como así también establecerá un procedimiento para coordinar el trabajo conjunto y los sistemas informativos con las provincias y con la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Asimismo, el Decreto 1057 establece que el marco normativo armonizado deberá regular las siguientes cuestiones:

- procesos de otorgamiento de licencia ambiental;
- abandono de pozos e instalaciones;
- pasivos ambientales;
- gestión de residuos, emisiones y/o efluentes;
- condiciones de seguridad y control de integridad de pozos;
- emisión de gases de efecto invernadero asociada a la actividad (descarbonización);
- garantías y/o seguros u otros instrumentos económicos como respuesta ante contingencias o

situaciones ambientales;

- procesos de participación pública y acceso a la información pública;
- responsabilidad social ambiental; e
- inspecciones y sanciones.

Seguro Ambiental

Conforme al artículo 22 de la Ley Nº25.675, toda persona física o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, debe contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente para garantizar la disposición de fondos para reparar los daños que pudiere haber provocado. El artículo 22 a su vez dispone que esa persona, según el caso, deberá integrar un fondo de restauración ambiental que posibilite la instrumentación de acciones de reparación.

Con fecha 28 de junio de 2019, fue dictado el Decreto Nº447/2019 que entró en vigencia a partir de los 90 días hábiles de su publicación. Este Decreto derogó el Decreto Nº1638/2012 y dispuso los seguros que deberán contratar las personas jurídicas o humanas en el marco del artículo 22 de la Ley Nº25.675, que son: (i) seguro de caución por daño ambiental de incidencia colectiva; (ii) pólizas de seguro con transferencia de riesgo; u (iii) otros instrumentos financieros o planes de seguro que sean aprobados por la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable y la Superintendencia de Seguros de la Nación. Tales seguros, así como los actualmente vigentes, deberán garantizar la efectiva remediación del daño causado hasta el monto mínimo asegurable.

Lineamientos para la gestión de residuos mineros

Mediante la Resolución N°181/2021, la Secretaría de Minería aprobó los "Lineamientos Generales para el Gestión Racional de Residuos Mineros" a fin de promover el desarrollo y crecimiento de la actividad a través de un régimen razonable, equilibrado y consensuado, de un lineamiento general para la adecuada gestión de los residuos mineros que sirva de marco y brinde uniformidad y coherencia a las políticas y regulaciones sobre residuos mineros en la República Argentina.

Impuestos Corporativos

Impuesto a las Ganancias

La Sucursal está alcanzada por el impuesto a las ganancias bajo el criterio de renta mundial. Los impuestos efectivamente pagados a fiscos extranjeros pueden ser utilizados como créditos fiscales contra el impuesto a las ganancias de la Argentina en la medida de la obligación de tributar impuestos en Argentina sobre los ingresos de fuente extranjera que están alcanzados por impuestos a las ganancias del extranjero.

Los costos de exploración deben ser activados hasta la etapa de producción o de abandono. La amortización de los activos se calcula por aplicación del método de las unidades de producción. El costo del abandono puede ser susceptible de deducción por aplicación del principio de lo devengado, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos.

De conformidad a lo previsto por las reformas introducidas por la Ley N°27.430, la Ley N°27.468 y las regulaciones emitidas consecuentemente, sólo se admite el ajuste por inflación sobre la base de las variaciones porcentuales del IPC en los siguientes casos: (a) para las inversiones o adquisiciones de activos efectuadas en los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018 (b) sobre los activos existentes al cierre del ejercicio fiscal finalizado el 30 de diciembre del año 2017, si se paga el impuesto especial por el revalúo de bienes de uso, y (c) generalmente, si se verifica un porcentaje de variación del IPC, calculado desde el inicio y hasta el cierre de cada ejercicio, superior al 55%, 30% y 15% para el primer, segundo y tercer período fiscal iniciados a partir del 1 de enero de 2018, respectivamente. Sin embargo, la Ley de Solidaridad estableció que el ajuste por inflación positivo o negativo, según sea el caso, correspondiente al primero y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, que se deba calcular en virtud de verificarse los supuestos antes mencionados, deberá imputarse un sexto (1/6) en ese período fiscal y los cinco sextos (5/6) restantes, en partes iguales, en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes.

Los quebrantos impositivos pueden ser trasladados a períodos futuros por un lapso de cinco ejercicios fiscales.

La alícuota corporativa del impuesto a las ganancias se determinará en función de la ganancia neta imponible del ente en cuestión, en el caso del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2026, según la siguiente escala:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán Ps.	Más el %	Sobre el excedente de Ps.
Más de Ps.	**A Ps.**			
Ps. 0	Ps.133.514.185,74	Ps. 0	25%	Ps. 0
Ps. 133.514.185,74	Ps.1.335.141.857,38	Ps.33.378.546,43	30%	Ps.133.514.185,74
Ps. 1.335.141.857,38	En adelante	Ps.393.866.847,93	35%	Ps.1.335.141.857,38

Los montos previstos en la tabla se ajustarán en función de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos actualizados serán aplicables para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

La distribución de las ganancias de la Sucursal está sujeta a una retención impositiva del 7%. Las transacciones entre la Sucursal y partes relacionadas en el extranjero están alcanzadas por la normativa de precios de transferencia.

Argentina tiene 23 tratados para evitar la doble imposición actualmente en vigencia (Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, México, Reino de los Países Bajos, Noruega, Rusia, España, Suecia, Suiza, Reino Unido, Qatar, China y Turquía).

El 7 de mayo de 2025 el Congreso de la Nación Argentina sancionó la Ley N°27.788 que aprueba la Convención Multilateral para Aplicar las Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de las Bases Imponibles y el Traslado de Beneficios (BEPS) con consecuencias para diversos convenios para evitar la doble imposición actualmente vigentes en Argentina. Dicha ley fue publicada en el Boletín Oficial el día 28 de mayo de 2026.

El 29 de septiembre de 2025, el Poder Ejecutivo Nacional depositó el instrumento de ratificación de la Convención Multilateral para Aplicar las Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de las Bases Imponibles y el Traslado de Beneficios (BEPS) en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Consecuentemente, su entrada en vigor opera a partir del 1 de enero de 2026.

La Ley N°19.640 que establece que se exime del pago de todo impuesto nacional que pudiere corresponder por hechos, actividades u operaciones que se realizaren en el Territorio Nacional de la Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, o por bienes existentes en dicho Territorio, se encuentra suspendida desde el año 2012. Mientras no estuvo suspendida, era aplicable a las actividades llevadas a cabo oportunamente en la Isla por Pan American Sur y Pan American Fueguina S.A.

*Impuesto al Valor Agregado ("**IVA**")*

Las ventas de bienes muebles ubicados en Argentina y los servicios prestados en Argentina, las importaciones de mercaderías a Argentina y los servicios prestados en el extranjero y utilizados en Argentina se encuentran alcanzados por el impuesto al valor agregado.

Los proveedores locales de bienes y servicios agregan el IVA a sus facturas.

En el caso de las locaciones o prestaciones gravadas realizadas por sujetos del exterior en el país se aplica el régimen de responsable sustituto, debiendo el contribuyente local abonar el IVA a la ARCA.

La alícuota estándar es del 21%, pero existe una tasa reducida del 10,5% para algunas ventas y servicios, tales como las ventas de activos fijos en tanto y en cuanto éstos se encuentren incluidos en un listado adjunto a la Ley Nº20.631, y sus modificatorias, que define los activos listados de conformidad con el Código Aduanero y ventas de GLP. También existe una tasa incrementada del 27% para la venta de gas a las industrias. El gas vendido a las plantas de energía eléctrica está sujeto a una tasa del 21%.

Las importaciones deben tributar IVA sólo si son definitivas. Las importaciones temporarias están exentas de IVA, pero las mercaderías importadas deben ser re-exportadas en un lapso de 3 años. Las exportaciones están exentas de IVA.

El IVA acumulado que se le paga a los proveedores de bienes y servicios (créditos fiscales) se recupera cuando: (i) el contribuyente factura sus productos a sus clientes locales; o (ii) el contribuyente exporta sus productos y solicita un reembolso al fisco argentino.

El IVA originado en la compra, la construcción o la fabricación de activos sujetos a amortización (salvo los automóviles) que el contribuyente no pudo recuperar al cabo de 6 períodos fiscales mensuales puede

ser reembolsado. La exigencia es que dichos activos aún pertenezcan al contribuyente en el momento del reembolso.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Se trata de un impuesto que grava la diferencia entre los activos y pasivos de la Sucursal el 31 de diciembre de cada año. Este tributo se paga anualmente y la alícuota es actualmente 0,5%. Las entidades tales como la Sucursal han sido declaradas fuera del alcance de este impuesto a través de un fallo pronunciado por la Corte Suprema de la Nación que fue aceptado por el fisco argentino.

Impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias

Este impuesto grava cada débito y cada crédito en cuentas bancarias mantenido por la Sucursal en entidades financieras que se rigen por la Ley Nº21.526. En general se impone al 0,6% sobre cada débito y cada crédito. La entidad financiera actúa como agente de retención. Existe la posibilidad de aplicar el 33% del impuesto pagado por cada crédito y débito de este impuesto como un crédito contra el impuesto a las ganancias.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto a los ingresos brutos grava los ingresos brutos obtenidos del ejercicio habitual de una actividad económica en una provincia o en la Ciudad de Buenos Aires. Se trata de un impuesto provincial y cada provincia tiene su propia legislación, pero las provincias han firmado un convenio multilateral que sienta las reglas para la asignación de la base imponible entre ellas.

Este impuesto es de aplicación a todas las etapas de la cadena comercial y el importe pagado en concepto de impuesto sobre los ingresos brutos no es susceptible de ser usado como crédito. La alícuota impositiva depende de la provincia y de la actividad.

Impuesto de sellos

El impuesto de sellos grava la instrumentación de actos de carácter oneroso que se celebren en la Ciudad de Buenos Aires o en una provincia de la Argentina, o que produzcan efectos en ellas.

El impuesto de sellos se aplica sobre el valor económico de los acuerdos escritos que tengan efectos en una provincia o en la Ciudad de Buenos Aires, tanto en el caso de que dicho acuerdo se firme en dicha jurisdicción o no. Es un impuesto provincial por lo que cada provincia tiene su propia legislación y la tasa aplicable varía en cada jurisdicción, siendo la base imponible el valor económico de los actos y/o acuerdos que se están ejecutando. En principio, los acuerdos que tienen efectos fuera del territorio provincial no están alcanzados por este impuesto.

De acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, los contratos entre ausentes con forma de "carta oferta" no se encuentran alcanzados por este impuesto en la medida que se instrumenten en los términos indicados en dicha jurisprudencia.

Impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono

La transferencia de combustibles dentro de la Argentina se encuentra alcanzada por el impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono, conforme lo establecido en la Ley N°23.966.

Estos impuestos gravan la importación (en caso de que sean importados) y la primera venta de estos combustibles por el importador o el fabricante local, según corresponda. Estos tributos se imponen sobre un monto fijo (en pesos) por litro, dependiendo del tipo de combustible, de acuerdo con la tabla que publica la ARCA, disponible en http://biblioteca.afip.gob.ar/cuadroslegislativos/cuadroLegislativo.aspx?i=5.

Los montos fijos por litros son ajustados trimestralmente conforme al IPC, sin embargo, en varias oportunidades el Poder Ejecutivo Nacional ha modificado mediante decretos reglamentarios la fecha de vigencia de tales aumentos.

El impuesto forma parte del monto total facturado al momento de la primera venta; el contribuyente debe pagar estos impuestos sobre los combustibles mensualmente comercializados.

Las exenciones contempladas por dicho gravamen son: (i) exportaciones, (ii) ventas de nafta en la Región Patagónica, (iii) ventas de combustibles que serán usados como materia prima para otros combustibles imponibles, y (iv) ventas de biocombustibles. En cuanto al gasoil, diésel y kerosene dentro de la Región Patagónica se encuentran alcanzados por un impuesto diferencial.

Regalías

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones de explotación tienen la obligación de pagar regalías a la provincia en la que se producen el petróleo y el gas.

Las regalías se calculan sobre el volumen total de la producción de crudo en estado comercial y los volúmenes de gas natural inyectados. Las regalías se gravan a una alícuota del 12% y existe un 3% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas, hasta un máximo del 18%.

El valor en boca de pozo se calcula sobre el volumen y el precio de venta del petróleo crudo y el gas producido, menos los costos de tratamiento, transporte y almacenamiento y otras deducciones. Para mayor información véase "*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*" en este Prospecto.

El cargo por regalías irrogado en Argentina se contabiliza como costo de producción. Con arreglo a la Ley de Hidrocarburos, todo el petróleo y el gas producidos por el titular de un permiso de exploración con anterioridad al otorgamiento de una concesión de explotación están sujetos a un pago de una regalía del 15%. Para mayor información véase "*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*" en este Prospecto.

Derechos de exportación

El artículo 52 de la Ley de Solidaridad establece, entre otras cuestiones, que las alícuotas de los derechos de exportación de hidrocarburos y productos de minería no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*). El Poder Ejecutivo Nacional podrá fijar alícuotas inferiores, según lo establecido en dicha normativa. En este sentido, el Decreto 488 (según fuera complementado por el Decreto N°59/2026) estableció que los hidrocarburos se encontrarían alcanzados por el pago de derechos de exportación a una tasa del 0% en caso de que el ICE Brent Primera Línea tuviese un valor igual o menor que US$65, y los derechos de exportación estarán alcanzados a una alícuota del 8% si tal precio es igual o superior a US$80. En caso de que el Precio Internacional sea superior al Valor Base (US$65) e inferior al Valor de Referencia (US$80) la alícuota se determinará mediante una fórmula. Para mayor información véase "*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios—Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina*" en este Prospecto.

II. FACTORES DE RIESGO

Antes de tomar la decisión de efectuar una inversión, los potenciales compradores deben considerar detenidamente, a la luz de sus propias circunstancias financieras y sus objetivos de inversión, toda la información contenida en este Prospecto, en particular los factores de riesgo descriptos a continuación. En general, se asume un riesgo mayor al invertir en títulos de emisoras que operan en países con economías de mercados emergentes, tales como Argentina, que al invertir en títulos de emisoras que operan en Estados Unidos y algunas otras jurisdicciones.

Riesgos relacionados con la Argentina

Los negocios de la Sucursal dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de la Argentina

Sustancialmente todas las operaciones, bienes y clientes de la Sucursal se encuentran ubicados en la Argentina y, por ende, sus negocios dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas, regulatorias y sociales imperantes en la Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se prevé que continuarán teniendo un impacto significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

Argentina es un mercado emergente, e invertir en mercados de tal naturaleza generalmente conlleva riesgos adicionales. Los inversores deben efectuar sus propias evaluaciones acerca de la Argentina y las condiciones imperantes en el país antes de tomar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables.

La economía argentina ha experimentado una importante volatilidad en las últimas décadas, incluyendo múltiples períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y depreciación monetaria. De acuerdo con información revisada publicada por el INDEC, el producto bruto interno ("PBI") real de la Argentina aumentó un 5,2% en 2022, disminuyó un 1,6% en 2023, disminuyó un 1,3% en 2024, y aumentó un 4,4% en 2025.

Las condiciones económicas de la Argentina dependen de diversos factores, entre los que corresponde hacer mención a los siguientes: (i) la producción nacional, la demanda internacional y los precios de las exportaciones de los principales *commodities* que produce la Argentina; (ii) la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; (iii) la estabilidad y competitividad del peso argentino respecto de otras monedas; (iv) la tasa de inflación; (v) el déficit fiscal; (vi) los niveles de deuda pública; (vii) la inversión y financiamiento nacional y del exterior; y (viii) las políticas de gobierno y el entorno legal y regulatorio. Para mayor información sobre las condiciones macroeconómicas de la Argentina, véase "*Antecedentes Financieros de la Sucursal— Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal— Condiciones Macroeconómicas en la Argentina*".

Algunas de las políticas de gobierno y la regulación -que en ocasiones han sido implementadas a través de medidas informales y han estado sujetas a cambios radicales- que han tenido gran impacto en la economía de la Argentina en el pasado han sido, entre otras: (i) la política monetaria, incluyendo los controles cambiarios, controles sobre los capitales, altas tasas de interés y una variedad de medidas para contener la inflación; (ii) restricciones a las exportaciones e importaciones de bienes y servicios; (iii) controles de precios; (iv) incrementos salariales obligatorios; (v) impuestos; y (vi) la intervención del gobierno en el sector privado.

El 26 de octubre de 2025 se celebraron las elecciones nacionales de medio término, en las que se renovó la mitad de los escaños de la Cámara de Diputados, y un tercio de los escaños del Senado. Tras las elecciones nacionales de medio término, el partido del presidente Milei, La Libertad Avanza, obtuvo 20 de los 72 representantes en el Senado y 93 de los 257 representantes en la Cámara de Diputados. Incluso con la nueva composición del Congreso Nacional, la actual administración aún requiere de consensos para poder implementar su agenda, incluyendo la posibilidad de avanzar con las medidas de desregulación previstas en la Ley de Bases y cualquier otra futura regulación a ser sancionada por el Congreso Nacional. Si bien los mercados financieros parecen haber reaccionado positivamente a los resultados de la elección, no se puede asegurar que estas condiciones se mantengan en el tiempo.

Desde la asunción del actual gobierno, se han adoptado un gran número de medidas destinadas a reducir el gasto público, desregular la economía y limitar la intervención del gobierno en el sector privado, y el actual gobierno ha indicado que tiene la intención de seguir implementando políticas favorables a las empresas, incluyendo la reducción de impuestos, entre otras cuestiones. Sin embargo, no es posible asegurar que estas políticas puedan implementarse, considerando que el partido de gobierno no tiene mayoría de representantes en ninguna de las cámaras del Congreso Nacional. Algunas de las medidas propuestas por el gobierno nacional han sido impugnadas en el Congreso Nacional y a través de procedimientos judiciales.

La oposición política o social a las reformas propuestas por el gobierno nacional, los desarrollos externos adversos o los retrasos en la implementación de políticas estructurales podrían revertir las tendencias positivas actuales y generar volatilidad en los mercados financieros, afectando negativamente el acceso al financiamiento internacional, el valor del Peso y la estabilidad general de la economía argentina y del sector energético en particular y, en consecuencia, el negocio, resultado de operaciones y situación financiera de la Sucursal.

La Emisora no puede asegurar que los acontecimientos en la Argentina y en el mundo, no impactarán o no afectarán de manera alguna las condiciones macroeconómicas, políticas, financieras, regulatorias o sociales del país y, en consecuencia, que no afectarán los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sucursal. Para mayor información, véase "*Antecedentes Financieros de la Sucursal— Reseña y perspectiva operativa y financiera— Tendencias*" y "*VII. Antecedentes Financieros de la Sucursal— e) Cambios significativos*", en este Prospecto.

Una tasa de inflación persistentemente alta podría afectar negativamente la economía argentina

Argentina enfrenta altas presiones inflacionarias. El índice de precios internos al por mayor ("IPIM") reportado por el INDEC aumentó un 276,4%, 67,1% y 26,2% en 2023, 2024 y 2025 respectivamente. Adicionalmente, el índice de precios al consumidor reportado por el INDEC ("IPC") aumentó un 211,4%, 117,8% y 31,5% en 2023, 2024 y 2025, respectivamente. De acuerdo con la última información publicada por el INDEC, en enero, febrero, marzo y abril de 2026 el IPC aumentó un 2,9%, 2,9%, 3,4%, y 2,6%, respectivamente, mientras que en enero, febrero, marzo y abril de 2026 el IPIM aumentó un 1,7%, 1,0%, 3,4%, y 5,2%, respectivamente.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno de crear condiciones que impulsen el crecimiento. El gobierno argentino ha implementado en el pasado medidas para frenar la inflación, incluyendo la supervisión y el control de los precios de los principales bienes y servicios de la economía y la limitación de los aumentos salariales. El actual gobierno se centró en eliminar el déficit fiscal y en reducir sustancialmente la emisión monetaria. Aunque recientemente las políticas adoptadas por el actual gobierno han reducido la inflación, si el valor del peso no se estabiliza a través de políticas fiscales y monetarias, podría producirse un aumento en los niveles de inflación.

Un entorno de altos índices de inflación también podría afectar negativamente la competitividad internacional de la Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, las tasas de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre relacionado con las variables económicas mencionadas, y la falta general de estabilidad en términos inflacionarios, podrían generar plazos contractuales reducidos y afectar la capacidad de planificar con anticipación y tomar decisiones estratégicas. Esta situación podría tener un impacto negativo en la actividad económica. Una parte sustancial de los costos de la Sucursal está denominada en Pesos y sujeta a los efectos de la inflación, y debido a que los precios y el volumen de ventas de los productos que comercializa la Sucursal en el mercado interno podrían no compensar el aumento resultante de los costos, un aumento significativo de la inflación podría afectar significativa y negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

Las fluctuaciones en el valor del peso argentino podrían afectar negativamente la economía argentina

Las fluctuaciones en el valor del Peso continúan afectando la economía argentina. Desde el mes de enero de 2002, el valor del peso ha fluctuado en forma significativa. Los niveles continuamente altos de inflación, junto con los controles de tipos de cambio formales y de hecho generaron un tipo de cambio oficial cada vez más sobrevaluado. Sumado a los efectos de los controles de tipos de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina y la obstaculización de las inversiones, dando lugar a una recesión económica. En 2023, 2024 y 2025 el peso se depreció 78,09%, 21,58% y 29,23% respectivamente, con respecto al Dólar Estadounidense. Al 22 de mayo de 2026, el tipo de cambio vendedor del Dólar Estadounidense Divisa del Banco de la Nación Argentina era de Ps.1403 por Dólar Estadounidense.

La depreciación del peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas de atender el servicio de su deuda denominada en moneda extranjera, generar inflación, reducir significativamente los salarios reales y poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado local, afectando asimismo la capacidad del gobierno argentino de honrar sus obligaciones de deuda externa. Una apreciación significativa del peso frente al Dólar Estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

El mantenimiento de controles cambiarios o el establecimiento de nuevos controles, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podría limitar la disponibilidad de crédito

internacional y podría amenazar al sistema financiero, lo cual podría afectar negativamente la economía argentina

Entre 2011 y 2015, el gobierno argentino mantuvo e incrementó controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. A partir de diciembre de 2015, el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones hasta su levantamiento total a mediados de 2017. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019 el gobierno nacional reinstauró controles cambiarios, los cuales aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

Si bien las restricciones al acceso al mercado de cambios se han flexibilizado parcialmente como parte de la agenda económica del Presidente Milei, el gobierno argentino podría mantener dichos controles o imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a las transferencias, requisitos para repatriar fondos del exterior o restricciones al movimiento de capitales y adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo cual podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capitales. Dichas medidas podrían afectar las finanzas públicas, lo cual podría afectar negativamente la economía de la Argentina, situación que, a su vez, podría afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal. Para más información sobre los controles cambiarios vigentes a la fecha del presente Prospecto, véase la sección "*Información Adicional— Controles de Cambio*" en este Prospecto.

La disminución de las reservas internacionales del Banco Central podría afectar negativamente a la economía

El volumen de reservas internacionales del Banco Central es fundamental para el normal funcionamiento de la economía local y para que el gobierno argentino pueda gestionar crisis o turbulencias en los mercados. Las reservas pueden disminuir, entre otros factores, debido a pagos de deuda en moneda extranjera, la reducción de los flujos de ingresos por exportaciones y la intervención en el mercado de cambios para contener las fluctuaciones del Peso.

El 28 de enero de 2022, el gobierno argentino suscribió con el Fondo Monetario Internacional ("FMI") un acuerdo para refinanciar más de US$40.000 millones de la deuda contraída en 2018, en virtud del cual la Argentina se comprometió a reducir el gasto público y los subsidios, con especial foco en el sector energético. Entre 2022 y 2024, se realizaron ocho revisiones del acuerdo, que permitieron a la Argentina acceder a desembolsos por US$13.000 millones. A su vez, durante el inicio de la presidencia de Javier Milei, el gobierno argentino estableció un plan de estabilización económica centrado principalmente en desarrollar un ancla fiscal sólida y un conjunto de políticas económicas destinadas a frenar la inflación, fortalecer las reservas y eliminar los obstáculos al crecimiento de largo plazo del país.

En abril de 2025, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó un programa de facilidades extendidas (*Extended Fund Facility* o EFF) a 48 meses, por un monto total de US$20.000 millones, con un desembolso inmediato de US$12.000 millones. En julio de 2025, se aprobó un desembolso adicional de aproximadamente US$2.000 millones. Asimismo, en abril de 2026, el *staff* del FMI aprobó la segunda revisión del EFF, lo que habilitó un desembolso adicional de aproximadamente US$1.000 millones bajo el mencionado acuerdo. El FMI realiza revisiones periódicas para evaluar si la Argentina cumple con los criterios cuantitativos de desempeño. Al 30 de abril de 2026, la deuda pendiente de la Argentina con el FMI ascendía a aproximadamente US$57.250 millones (aproximadamente SDR 41.800 millones).

Adicionalmente, en abril de 2025 el Banco Central renovó un tramo de US$5.000 millones del acuerdo bilateral de intercambio de divisas (*swap*) con el Banco Central de la República Popular de China, aplazando los pagos que vencían originalmente en 2025 hasta mediados de 2026, lo que alivió temporalmente la presión sobre las reservas del Banco Central. Si bien este apoyo internacional sirve de puente para fortalecer las reservas del Banco Central, la dependencia de la Argentina a tales facilidades, de no combinarse con reformas monetarias y fiscales creíbles, podría no ser suficiente para estabilizar el Peso, gestionar las obligaciones de pago de deuda o fortalecer de manera sostenible la posición externa del país y restaurar el crecimiento económico.

Una mayor volatilidad o la depreciación del Peso, la implementación de un marco de libre flotación cambiaria o la dolarización de la economía argentina, tal como propuso el presidente Milei durante su campaña, o una reducción en las reservas del Banco Central, podrían impactar negativamente en la economía argentina, lo que a su vez podría afectar de manera adversa la situación financiera y resultados operativos de la Sucursal.

La disminución de los precios internacionales de los principales commodities exportados por la Argentina podría afectar negativamente la situación económica del país

Las presiones inflacionarias, la guerra entre Ucrania y Rusia, al igual que el actual conflicto en Medio Oriente, continúa afectando el precio de los *commodities* como la soja, el trigo y el maíz, así como también generando aumentos en el precio del petróleo.

Si los precios internacionales de los *commodities* agrícolas disminuyen producto de, entre otras cuestiones, una recesión internacional generalizada, la economía de la Argentina podría verse negativamente afectada, generando un impacto negativo sobre los ingresos fiscales del gobierno, inclusive en su capacidad de cancelar su deuda, y sobre la disponibilidad de divisas. Asimismo, la producción agrícola, que representa una fuente importante de los ingresos por exportaciones de la Argentina, podría verse negativamente afectada debido a condiciones climáticas adversas.

Cualquiera de estos sucesos podría afectar negativamente a la economía del país y, como resultado, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

La capacidad del gobierno argentino de obtener financiación en los mercados internacionales podría ser limitada o demasiado onerosa, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y promover el crecimiento económico

En diciembre de 2001, Argentina incumplió el pago de su deuda soberana. En 2005 y 2010, Argentina realizó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana que se encontraba en situación de incumplimiento desde fines de 2001. A través de estas ofertas de canje, Argentina reestructuró más del 92% de su deuda elegible. En abril de 2016, luego de una serie de acciones judiciales iniciadas por los bonistas de la Argentina, el gobierno argentino canceló sustancialmente toda la deuda en *default* remanente.

El 12 de febrero del 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia Nº141/2020 se dispuso la postergación unilateral de la amortización de capital de los "*Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual 2020"* hasta el 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo así el devengamiento de intereses, pero no interrumpiendo el pago de los intereses ya devengados, ni tampoco alcanzando al pago de los bonos, en caso de tenencias, por un valor nominal igual o inferior a US$20.000, siempre que la tenencia esté registrada al 20 de diciembre de 2019 a personas humanas, que los conservan bajo su titularidad a la fecha de pago.

Asimismo, en abril de 2020 el gobierno de la Argentina presentó ante la SEC una propuesta de reestructuración de parte de su deuda pública denominada en moneda extranjera bajo ley extranjera por un monto de US$65 mil millones. Adicionalmente, con fecha 1 de junio de 2020, la Asociación Internacional de Swaps y Derivados ("ISDA" por sus siglas en inglés) decidió aprobar la activación de los pagos bajo los *Credit Default Swaps* sobre la deuda externa argentina por US$1.500 millones, luego de que el 22 de mayo de 2020, la Argentina incumpliera un pago por US$503 millones correspondientes a pagos de intereses de los Bonos Globales con vencimiento en 2021, 2026 y 2046.

Con fecha 3 de agosto de 2020 el gobierno argentino informó que llegó a un principio de acuerdo con los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de la Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores, que poseerían aproximadamente el 60% de los bonos elegibles en circulación a ese momento. El 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció la obtención de consentimientos por aproximadamente el 99% de los bonos elegibles en circulación, y el 4 de septiembre de 2020 se produjo el cierre del mencionado canje y la entrega de los nuevos bonos a sus tenedores.

En octubre de 2022 el Ministerio de Economía anunció que se había llegado a un acuerdo con el Club de París previendo una reprogramación de la deuda por un monto de capital de US$1.972 millones, con una reducción en la tasa de interés y una extensión en los plazos de pago.

Para más información véase "— *El mantenimiento de controles cambiarios o el establecimiento de nuevos controles, restricciones a las transferencias al exterior y restricciones al ingreso de capitales podría limitar la disponibilidad de crédito internacional y podría amenazar al sistema financiero, lo cual podría afectar negativamente la economía argentina*" en este Prospecto.

El índice de bonos de mercados emergentes ("EMBI", por sus siglas en inglés) de la Argentina, que mide la sobretasa que una economía emergente debe afrontar para colocar su deuda sobre la tasa de los Estados Unidos de América, registró a la fecha del presente Prospecto los 514 puntos básicos.

En el futuro, Argentina podría verse impedida de pagar los servicios de su deuda y podría, nuevamente, verse impedida de acceder a los mercados u otras fuentes de financiación, o que dicho acceso sea excesivamente costoso, limitando así su capacidad para invertir y fomentar el crecimiento económico, o podría volver a atravesar un proceso de reestructuración de deuda.

A pesar del proceso de reestructuración de la deuda pública de la Argentina realizado entre 2020 y 2023, los mercados internacionales mantienen una postura cautelosa respecto a la sustentabilidad de la deuda

externa de la Argentina, y por ello, el indicador del EMBI Argentino continúa siendo elevado.

En los meses previos a las elecciones de medio término de octubre de 2025, el riesgo país de la Argentina se incrementó en medio de una mayor incertidumbre política, aunque disminuyó tras los resultados electorales y el anuncio del acuerdo de estabilización monetaria entre el Banco Central y el Departamento del Tesoro de Estados Unidos de América. La Sucursal no puede garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán estables. Cualquier baja, suspensión o cancelación en la calificación de la deuda soberana de la Argentina puede tener un efecto adverso en la economía del país y, consecuentemente, en los negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Sucursal.

A la fecha de este Prospecto, existe incertidumbre respecto de las percepciones de los inversores respecto de la solvencia del país, lo que podría restringir el acceso al financiamiento en el futuro o aumentar significativamente los costos de endeudamiento, limitando la capacidad del gobierno de promover el crecimiento económico. El acceso limitado o más oneroso a la financiación internacional para el sector privado también podría afectar los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría socavar los negocios y la confianza de los inversores

Históricamente, el gobierno nacional ejerció un control sustancial sobre la economía y en el futuro podría incrementar su nivel de intervención en ciertas áreas de la economía, incluso mediante la regulación de las condiciones del mercado y los precios.

Si bien las políticas del gobierno actual tienden a desregular y a liberalizar la economía, en el pasado distintos gobiernos aumentaron el nivel de intervención en la economía, incluso, a través de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles cambiarios y restricciones a los flujos de capitales. Por ejemplo, en 2008, el gobierno nacional absorbió y reemplazó el anterior sistema previsional mixto privado por un régimen previsional de reparto. Como resultado, todos los recursos administrados por las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas, incluso las grandes participaciones de capital en una amplia gama de sociedades que se encuentran listadas en mercados de valores, han sido desde entonces administrados por la Administración Nacional de la Seguridad Social. Asimismo, en 2012, el gobierno nacional expropió las acciones de Repsol en YPF, la mayor compañía de petróleo y gas de la Argentina, aumentando así su influencia en el sector energético.

En 2023, la Jueza Loretta Preska de los Estados Unidos de América resolvió condenar al Gobierno Argentino por la forma en que expropió las acciones de Repsol en YPF imponiendo el pago de una multa. En junio de 2025 el Tribunal de Distrito de Nueva York ordenó a la Argentina transferir sus acciones a una cuenta de custodia en el Bank of New York Mellon para su posterior entrega a los demandantes (Petersen y Bainbridge), decisión que fue apelada por el Gobierno Argentino. En virtud de ello, el 27 de marzo de 2026 el Tribunal de Apelaciones del Segundo Circuito de Nueva York dispuso la revocación de la sentencia dictada por el Tribunal de Distrito de Nueva York a favor de la Argentina que disponía el pago de una indemnización de aproximadamente US$18 mil millones sobre la base de que el Tribunal de Distrito de Nueva York interpretó erróneamente la ley argentina.

Si bien desde su asunción el gobierno de Javier Milei ha tomado y anunciado medidas tendientes a reducir la intervención estatal en el sector privado, no puede asegurarse que en el futuro el nivel de intervención estatal en la economía no se mantenga o pueda aumentar, lo que podría afectar negativamente la economía argentina y, a su vez, los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La presión del gobierno o los trabajadores requiriendo aumentos salariales y/o beneficios adicionales podría afectar negativamente las condiciones comerciales del país

En el pasado, el gobierno argentino ha aprobado leyes y normas por las cuales se ha obligado a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, han sido objeto de fuertes presiones ejercidas por trabajadores y organizaciones gremiales para que brinden aumentos salariales y otros beneficios. Adicionalmente, en períodos de elevados índices de inflación, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, continúan experimentando fuertes presiones en relación con el incremento de los salarios.

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, tal como la Ley de Contratos de Trabajo N°20.744 (la "Ley de Contrato de Trabajo") y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras cuestiones, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial y por

sindicatos. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes están sujetas a la decisión final una vez aprobada por la autoridad laboral y deben cumplir con los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo.

En febrero de 2026, el Congreso Argentino aprobó una reforma laboral promovida por el Gobierno Nacional con el objetivo de modernizar el régimen de relaciones laborales vigente bajo la Ley de Contrato de Trabajo. La reforma introduce cambios relevantes en distintos aspectos del derecho laboral, con el objetivo de flexibilizar las relaciones laborales y reducir determinadas cargas regulatorias y contingencias para los empleadores. Entre otras cuestiones, contempla la posibilidad de extender la jornada de trabajo bajo esquemas de mayor flexibilidad, la implementación de mecanismos de "banco de horas" en reemplazo del pago automático de horas extras en ciertos supuestos, la modificación del cálculo de indemnizaciones por despido y la revisión de aspectos vinculados a la negociación colectiva y el ejercicio del derecho de huelga. En términos generales, la reforma procura agilizar la contratación y reducir la litigiosidad laboral, lo que podría traducirse en un alivio de costos y mayor previsibilidad para las empresas. No obstante, su implementación práctica, eventuales reglamentaciones complementarias o cuestionamientos judiciales podrían generar incertidumbre en el corto y mediano plazo. Para más información, véase "*Antecedentes Financieros de la Sucursal—f) Reseña y perspectiva operativa y financiera—1. Resultado Operativo—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*" del Prospecto.

La Emisora no puede asegurar que el gobierno argentino no adoptará medidas en el futuro por las que se exija a los empleadores un aumento de salarios y/o el otorgamiento de beneficios laborales o que los empleados de la Emisora y/o las organizaciones gremiales no presionarán directamente para obtener dichos aumentos. Dichos aumentos podrían dar lugar a un incremento de los gastos operativos de la Emisora y, por ende, podrían afectar negativamente los resultados de sus operaciones.

Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de la Argentina, lo cual podría dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina

Entre 2007 y 2015, el INDEC, que es la única institución de la Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, experimentó un proceso de grandes reformas institucionales y metodológicas que dieron lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo, con argumentos de que el índice de inflación en Argentina y los otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente distintos a los indicados en los informes oficiales.

Los informes publicados por el FMI indicaron que su personal utilizó indicadores alternativos de inflación a los fines de la vigilancia macroeconómica, incluidos datos producidos por fuentes privadas, que informaron índices de inflación considerablemente más altos que los publicados por el INDEC entre 2007 - 2015. El FMI también censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente, conforme lo requiere el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En el mes de enero de 2016, el gobierno nacional declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta que hubo completado una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Como resultado, el INDEC difundió ciertas cifras oficiales de comercio exterior, balanza de pagos y datos del PBI revisadas para los años 2011-2015. En noviembre de 2016, el FMI levantó la moción de censura, argumentando que la Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

En virtud de modificaciones a la metodología de cálculo del PBI efectuadas por el INDEC, determinados tenedores de bonos de la Argentina con vencimiento en 2035 emitidos bajo legislación inglesa iniciaron acciones judiciales argumentando daños generados por tales cambios. En virtud de ello, durante el mes de abril de 2023 el Juez Simon Picken del Tribunal Superior de primera instancia de Londres (*high court*) emitió un fallo determinando que el cambio en la metodología de cálculo del PBI y su evolución provocó pérdidas para los tenedores de los mencionados bonos, ordenando a la Argentina a pagar daños e indemnizaciones por €643 millones de euros y €1.330 millones por los montos adeudados bajo tales bonos, dado el cambio en el cálculo de los intereses. El Gobierno Argentino apeló esta decisión. La apelación fue aceptada y se suspendió la ejecución de la sentencia inicial hasta tanto se resuelva la apelación. Posteriormente, la apelación fue resuelta de forma desfavorable para Argentina. La decisión fue apelada por la Argentina ante la Corte Suprema del Reino Unido, pero la apelación fue desestimada.

Adicionalmente, un litigio por el mismo motivo había sido iniciado en los tribunales de los Estados Unidos de América. Sin embargo, el mismo fue desestimado por la Jueza Loretta Preska con fecha 1 de abril de 2024.

La Emisora no puede asegurar a los inversores que el gobierno no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por acontecimientos económicos en otros mercados

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos de América), podría tener un impacto adverso significativo en la balanza comercial de la Argentina y afectar negativamente la economía del país. Asimismo, hechos o situaciones que puedan generar una desaceleración del comercio internacional, una reducción en el consumo de los principales mercados de la Argentina, y una disminución de los precios de los principales productos que produce la Argentina, podría impactar negativamente en la economía argentina.

Asimismo, la Argentina podría verse afectada por las condiciones económicas y de mercado de otros mercados a nivel mundial, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de la Argentina en 2009.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur ("MERCOSUR") firmó un principio de acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. Luego de un prolongado proceso de negociaciones y revisiones técnicas entre las partes, el acuerdo fue ratificado por el Senado Argentino y promulgado por el presidente Milei con fecha 26 de febrero de 2026. No obstante, su entrada en vigor se encuentra sujeta a los correspondientes procesos de aprobación y ratificación interna, los cuales enfrentan oposición en algunos estados miembros de la Unión Europea. La Sucursal no puede asegurar si se finalizarán, ejecutarán o ratificarán los acuerdos comerciales con la Unión Europea o cualquier otro país o bloque comercial en la forma prevista actualmente, ni cuándo lo harán, o si lo harán en absoluto.

Asimismo, el 5 de febrero de 2026, la Argentina y los Estados Unidos de América firmaron el Acuerdo sobre Comercio e Inversiones Recíprocos, que establece un marco estratégico para profundizar la relación económica bilateral entre ambos países. En materia energética, el acuerdo promueve y facilita inversiones estadounidenses en sectores estratégicos, incluyendo energía e hidrocarburos (exploración, producción, refinación y transporte), bajo principios de trato no discriminatorio y mayores garantías para el capital extranjero. El objetivo del Acuerdo sobre Comercio e Inversiones Recíprocos es atraer inversiones, fortalecer la competitividad del sector energético y ampliar la integración de la Argentina al mercado estadounidense.

En el pasado, las economías en desarrollo se han visto afectadas por el cambio en la política monetaria de Estados Unidos de América, dando lugar a la liquidación de inversiones y a una mayor volatilidad en el valor de sus monedas. De producirse un aumento significativo en las tasas de interés de las economías desarrolladas, entre ellas Estados Unidos de América, podría resultar más dificultoso y oneroso para las economías en desarrollo, entre ellas la Argentina, tomar capitales en préstamo y refinanciar la deuda existente, lo que afectaría negativamente su crecimiento económico.

En marzo de 2020, tras el fracaso en las negociaciones sobre los precios del petróleo crudo entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo (la "OPEP") y Rusia, el precio del petróleo crudo cayó un 30%, lo que representa la mayor reducción de precio del petróleo crudo desde 1991. La OPEP y ciertos países adicionales, llamados conjuntamente "OPEP +" definieron reducir la producción de petróleo a partir crudo a partir de mayo 2020. Desde entonces, la OPEP+ ha revisado y restablecido repetidamente los compromisos de reducción de producción en respuesta a las condiciones del mercado. En abril de 2025, ocho miembros de la OPEP+ comenzaron a aumentar la producción para recuperar la cuota de mercado, pero en noviembre de 2025 estas subidas se detuvieron en medio de predicciones de exceso de oferta. Las futuras revisiones de los niveles de producción de la OPEP+ o la eliminación gradual de los recortes de producción de petróleo crudo podrían afectar materialmente la oferta mundial de petróleo crudo y la estabilidad del mercado argentino y global y, por lo tanto, el negocio de la Sucursal.

El conflicto entre Rusia y Ucrania ha afectado y podría continuar afectando los precios internacionales del petróleo crudo, del gas natural y de los *commodities*, incluyendo aquellos que produce la Argentina. Además, aunque por el momento el conflicto es regional, su potencial expansión a otros países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte ("OTAN") podría intensificar el conflicto a nivel internacional.

El 3 de enero de 2026 Estados Unidos lanzó una serie de ataques aéreos contra Venezuela, donde se capturó y se sacó del país al presidente Nicolás Maduro y a la primera dama. Tras los ataques, Venezuela declaró el estado de emergencia nacional, y el presidente Trump anunció la intención por parte de los Estados Unidos de América de administrar Venezuela por un período de transición. Tras estos acontecimientos, la autoridad interina encabezada por Delcy Rodríguez asumió el control provisional del Poder Ejecutivo de Venezuela. En paralelo, Estados Unidos de América se encuentra trabajando en la reapertura y reestructuración del sector petrolero venezolano mediante licencias generales del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos que autorizan a empresas estadounidenses a comercializar crudo venezolano a precio de mercado, suministrar diluyentes, proveer bienes y servicios y negociar inversiones *upstream*. Estas medidas buscan incrementar la producción, modernizar la infraestructura y canalizar los ingresos petroleros bajo supervisión estadounidense. No obstante, a la fecha no es posible prever cómo evolucionará la situación política y energética en Venezuela ni el alcance definitivo de las medidas adoptadas, lo que podría generar impactos adicionales en los mercados regionales e internacionales.

Adicionalmente, a principios de marzo de 2026, estalló un importante conflicto regional después de que los Estados Unidos de América e Israel lanzaran ataques aéreos contra la República Islámica de Irán. Como consecuencia de ello, la República Islámica de Irán respondió con ataques contra Israel y ciertos países del Golfo Pérsico, y estableció el bloqueo parcial del Estrecho de Ormuz, por donde circula aproximadamente el 30% del tránsito marítimo mundial de hidrocarburos.

Los hechos mencionados se encuentran afectando los precios internacionales del petróleo crudo, del gas natural y de ciertos *commodities* agrícolas, debido a que en dicha región se concentra una parte significativa de la producción y del tránsito marítimo mundial de hidrocarburos.

La intensidad y duración de este conflicto es difícil de predecir; asimismo, el conflicto podría escalar y expandirse a otros países de la región, por lo que podría convertirse en una guerra regional de mayor envergadura.

Finalmente, con fecha 2 de abril de 2025, el Presidente Trump anunció un conjunto de medidas arancelarias que imponen un arancel general mínimo para las importaciones de productos a los Estados Unidos de América, del 10% para todos los países y tarifas más elevadas para ciertos países específicos. Los mercados financieros reaccionaron negativamente ante el anuncio de estas medidas arancelarias, con caídas en los principales índices bursátiles y un aumento de la incertidumbre sobre el crecimiento económico global. Asimismo, en respuesta a los aranceles impuestos por los Estados Unidos de América, ciertos países anunciaron la aplicación de aranceles recíprocos a los productos estadounidenses. Este tipo de medidas arancelarias y otras potenciales nuevas medidas podrían generar mayor volatilidad en los mercados financieros, fluctuaciones cambiarias e inestabilidad económica general. Cualquier cambio sustancial en las políticas exteriores o domésticas de los Estados Unidos de América, incluyendo modificaciones en acuerdos comerciales, aranceles, relaciones internacionales o respuesta a los conflictos bélicos en otros países, podría afectar a la economía global, y en particular a la economía argentina.

La Argentina podría verse negativamente afectada por acontecimientos económicos o financieros adversos en otros países. No puede garantizarse que los acontecimientos de otros mercados no afectarán las condiciones macroeconómicas, políticas o sociales de la Argentina y, en consecuencia, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

La propagación de enfermedades contagiosas como el COVID-19 podrían tener un efecto adverso en las operaciones de la Sucursal

En diciembre de 2019, la Organización Mundial de la Salud ("OMS") detectó una neumonía originada en Wuhan, Provincia de Hubei, China (COVID-19, causada por un coronavirus), la cual fue caracterizada en marzo de 2020 como una pandemia por la OMS. A partir de ese momento, el gobierno argentino, al igual que gobiernos de otros países tomaron medidas extraordinarias para frenar la propagación del coronavirus COVID-19. Tales medidas provocaron una importante desaceleración de la actividad económica en 2020, recuperándose durante 2021 tras la flexibilización y posterior eliminación de las medidas adoptadas.

Los efectos a largo plazo en la economía mundial y particularmente en la economía argentina de la propagación de enfermedades contagiosas son difíciles de evaluar y/o predecir e incluyen riesgos para la salud y la seguridad de los ciudadanos, así como la reducción de la actividad económica, lo que a su vez podría dar lugar a una disminución de los ingresos y un aumento de los gastos del gobierno argentino. Adicionalmente, no podemos predecir cómo será la evolución de una pandemia en la Argentina, ni qué restricciones podrían ser implementadas por los gobiernos.

Debido a que la actividad de la Sucursal durante la pandemia del coronavirus COVID-19 fue considerada esencial, las operaciones de la Sucursal no se vieron significativamente afectadas durante la misma, aunque toda medida restrictiva prolongada que se aplique para controlar enfermedades contagiosas podría tener un

efecto adverso a largo plazo en la economía argentina, lo que podría afectar de forma negativa los negocios, resultados y la condición financiera de la Sucursal.

Riesgos Relacionados con la Industria del Petróleo y Gas

Las operaciones de la Sucursal se encuentran sujetas a considerable regulación

Históricamente, la industria del petróleo y gas en la Argentina ha estado controlada significativamente por el gobierno argentino, a través de la titularidad de las empresas estatales comprometidas en dichas actividades.

A principios de la década de 1990, el gobierno argentino redujo el nivel de regulación y privatizó grandes sectores de la industria del petróleo y gas llevando a una creciente participación de empresas privadas. Independientemente de esta reducción en la regulación y el control general de la industria, el sector del petróleo y el gas se encuentra aún sujeto a una considerable regulación e intervención gubernamental. Estas regulaciones se relacionan, entre otras cuestiones, con la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles sobre la producción y exportaciones, exigencias sobre inversiones, aspectos tributarios, controles de precios y cuestiones de índole ambiental. Como resultado, los negocios de la Sucursal dependen en gran medida de las condiciones políticas y regulatorias imperantes en la Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por cambios políticos y regulatorios en la Argentina.

La Sucursal no puede asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no afectarán negativamente al sector hidrocarburífero. En forma similar, la Sucursal no puede asegurar a los inversores que las políticas gubernamentales futuras no afectarán negativamente la industria del petróleo y gas.

La Sucursal puede enfrentar riesgos y desafíos en relación con la regulación y control gubernamental del sector energético, incluyendo los contemplados a continuación y en otros párrafos de esta sección del presente Prospecto:

- limitaciones en la capacidad de la Sucursal de aumentar los precios locales o de reflejar los efectos de incrementos en impuestos internos, aumentos de costos de producción o incremento de los precios internacionales del petróleo crudo y otros combustibles hidrocarburíferos y las fluctuaciones de tipos de cambios sobre los precios internos de la Sucursal;
- nuevos aranceles a las exportaciones o impuestos similares;
- la implementación de precios mínimos y/o de precios máximos en el mercado hidrocarburífero;
- restricciones sobre los volúmenes de exportaciones de hidrocarburos motivados principalmente por la exigencia de satisfacer la demanda interna;
- riesgos relacionados con la política del gobierno argentino de brindar absoluta prioridad a la demanda interna, y disposiciones regulatorias de abastecer de gas natural y otros productos hidrocarburíferos al mercado minorista interno en volúmenes superiores a los previamente contratados;
- cambios en los programas de compensación e incentivo establecidos por el gobierno para la industria del petróleo y gas;
- regulaciones ambientales más exigentes, entre ellas iniciativas de legislación y regulaciones relativas a los hidrocarburos de gas y petróleo no convencionales y *offshore* que podrían aumentar los costos de las actividades comerciales de la Sucursal u ocasionar demoras y afectar negativamente las operaciones de la Sucursal;
- la implementación o imposición de exigencias más estrictas en cuanto a calidad para los productos de petróleo en la Argentina; y
- restricciones a la importación de productos que puedan afectar la capacidad de la Sucursal de llevar a cabo sus planes de crecimiento.

Adicionalmente, los cambios en el marco regulatorio en materia energética y el establecimiento de tarifas más altas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar nuestra estructura de costos y aumentar los costos de operación y de servicio público.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o las interpretaciones adversas de dichas leyes y reglamentaciones por parte de las autoridades judiciales o administrativas no afectarán negativamente los negocios, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora.

Los controles de precios y la falta de adhesión por parte del gobierno a los programas de compensación e incentivo han afectado en el pasado, y podrían afectar en el futuro, los resultados de las operaciones de la Sucursal

En el pasado, las medidas adoptadas por el gobierno argentino han impactado en los precios internos de los productos de petróleo crudo y gas natural, que han diferido, hacia arriba o hacia abajo, de los precios internacionales o regionales. En lo que respecta a los mercados de gas natural, los precios del gas natural en Argentina han estado tradicionalmente sujetos a regulación gubernamental, teniendo en cuenta principalmente los precios del gas para consumidores residenciales, donde han predominado la intervención gubernamental y subsidios.

Desde diciembre de 2023, el actual gobierno ha buscado implementar medidas centradas en la desregulación, la reducción de la intervención estatal en la economía, el ajuste fiscal y la liberalización de los mercados, incluso eliminando restricciones en la industria energética y permitiendo la formación de precios impulsada por el mercado. Si bien estas políticas buscan fomentar la actividad del sector privado y la inversión extranjera, siguen sujetas a desafíos políticos, económicos y sociales, y su sostenibilidad a largo plazo es incierta. No se puede descartar que, en el futuro, se puedan reestablecer controles de precios o regulaciones más estrictas.

El gobierno ha adoptado en el pasado una serie de programas para compensar a las empresas de petróleo y gas por las limitaciones en los precios locales y para incentivar nuevas inversiones en mayor producción. Para más información sobre estos programas, véase la nota 16 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora.

Los cambios o demoras en la implementación de estos programas gubernamentales o la efectiva recepción de los pagos resultantes de los mismos han tenido, y podrán volver a tener en el futuro, un impacto negativo significativo sobre los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de las empresas de hidrocarburos. Los precios que la Sucursal puede obtener por sus productos de hidrocarburos y la compensación recibida a partir de los programas compensación e incentivo patrocinados por el gobierno que propone este histórico esquema pueden llegar a afectar la viabilidad de inversiones en una nueva exploración, desarrollo y refinación y, como resultado de ello, la oportunidad y el monto de sus inversiones de capital proyectadas para tal fin.

La Sucursal presupuesta las inversiones de capital teniendo en cuenta, entre otras cuestiones, los precios del mercado para sus productos de hidrocarburos y los programas de compensación e incentivo patrocinados por el gobierno. Los controles de precios o los cambios por parte del gobierno en estos programas han impactado en el sector en el pasado, y la reintroducción de medidas similares en el futuro podría generar efectos adversos sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Los límites sobre las exportaciones de hidrocarburos y productos relacionados han afectado los resultados de las operaciones de la Sucursal en el pasado, y podrían afectarlos en el futuro

En el pasado, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas que restringieron ampliamente las exportaciones de hidrocarburos y de productos relacionados desde la Argentina, lo que ha inhibido la capacidad de los productores locales, incluida la Sucursal, de beneficiarse con los mayores precios de estos productos en los mercados internacionales.

En julio de 2024, el gobierno argentino sancionó la Ley de Bases, que establece una reforma integral en diversas áreas del marco legal argentino para fomentar la inversión, modernizar la administración pública y promover el crecimiento económico. Junto con el Decreto N°1057, la Ley de Bases implementó varios cambios a la Ley de Hidrocarburos, permitiendo a los actores del mercado exportar libremente hidrocarburos, siempre y cuando los volúmenes no sean necesarios para satisfacer la demanda del mercado interno, y sujeto a no recibir objeciones de la SE por motivos técnicos o económicos. Para mayor información, véase *"Información sobre la Emisora— c) Descripción de las actividades y negocios— Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"*. A pesar de los esfuerzos de desregulación del gobierno actual, la Sucursal no puede garantizar que no se restablezcan los límites legales a las exportaciones de hidrocarburos y productos relacionados.

Por otra parte, y sin perjuicio de las modificaciones normativas referidas en este Prospecto, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Sucursal, todavía requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía en virtud de un régimen establecido bajo la Resolución de la SE Nº241-E/17, con las modificaciones y los complementos introducidos por otras reglamentaciones. Las compañías petroleras que pretenden exportar petróleo crudo o GLP primero deben demostrar que la demanda local de dicho producto se encuentra satisfecha o que se ha realizado una oferta de venta del producto a los compradores locales y ésta ha sido rechazada. Las refinerías de petróleo que pretenden exportar gasoil primero deben demostrar que la demanda local de gasoil se

encuentra debidamente satisfecha.

La Sucursal no puede predecir la duración de la vigencia de estas restricciones, o si se adoptarán otras medidas que afecten en forma adversa la capacidad de la Emisora de exportar o importar gas natural, petróleo crudo y gasoil u otros productos y, en consecuencia, impacten en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Sucursal.

La implementación de nuevos aranceles a las exportaciones, o el incremento de los existentes, podría afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal

El gobierno nacional ha impuesto históricamente derechos de exportación, entre ellos aquellos aplicables a las exportaciones de hidrocarburos y sus subproductos, lo que en el pasado impidió que empresas como la Sucursal se beneficiaran de incrementos significativos en los precios internacionales del petróleo crudo y el gas natural. Conforme las regulaciones actuales, los derechos de exportación sobre las exportaciones de petróleo crudo y/o gas natural están limitados a un 8%. Para mayor información, véase *"Información sobre la Emisora— c) Descripción de las actividades y negocios— Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"*.

La Sucursal no puede garantizar que no se modificarán en el futuro los aranceles a las exportaciones o reglamentaciones similares o que no se impondrán nuevos impuestos o reglamentaciones, lo que afectaría negativamente los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Sucursal.

La volatilidad de los precios del petróleo crudo, gas natural y productos de petróleo crudo relacionados podría afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Sucursal

Los precios internacionales del petróleo crudo y del gas natural han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Algunos de los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo y productos de petróleo crudo relacionados son: los acontecimientos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, en especial Medio Oriente, incluyendo el actual conflicto entre los Estados Unidos de América, Israel, ciertos países del Golfo Pérsico y la República Islámica de Irán, al igual que el actual conflicto bélico entre Rusia y Ucrania; la capacidad de la OPEP y otras naciones productoras de petróleo crudo de establecer y mantener los precios y niveles de producción de petróleo crudo; el suministro y demanda global y regional de petróleo crudo, gas natural y productos relacionados incluyendo interrupciones en la cadena de suministro global y cuellos de botella en el transporte marítimo la competencia de otras fuentes de energía; reglamentaciones de gobiernos locales y extranjeros; condiciones climáticas; y conflictos globales y locales, incluyendo guerras o actos de terrorismo.

La Sucursal no tiene control sobre los factores antedichos. La volatilidad de los precios restringe la capacidad de los actores de la industria de adoptar decisiones de inversión a largo plazo, dado que el retorno sobre las inversiones se torna impredecible.

Durante los años 2023, 2024 y 2025, el precio promedio del barril de petróleo Brent fue aproximadamente de US$82,17, US$79,86 y US$68,19 por barril, respectivamente. A la fecha del presente Prospecto, el precio del barril de petróleo Brent es de US$103,90.

El precio local del petróleo crudo ha fluctuado en el pasado en la Argentina no solo debido a los precios internacionales y los riesgos descriptos anteriormente, sino también debido a la carga impositiva local, las regulaciones que afectan la comercialización en los mercados interno y de exportación de los hidrocarburos crudos y refinados, y las condiciones macroeconómicas, impactando así la demanda de petróleo crudo y los márgenes de refinación. El precio interno del petróleo crudo también puede estar sujeto ocasionalmente a controles de precios locales impuestos por el gobierno argentino.

Asimismo, una caída significativa en los precios del petróleo crudo, gas natural y productos refinados podría hacer que la Sucursal deba reducir o alterar su cronograma de inversiones de capital, lo que a su vez podría afectar negativamente su producción y ventas futuras y dar lugar a un impacto sobre la capacidad de la Sucursal de continuar financiando las actividades de expansión y exigir que la Sucursal obtenga financiamiento adicional de terceros que en ese momento podría no estar disponible o podría resultar ineficiente desde el punto de vista de los costos.

La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo crudo y gas natural podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Emisora

La producción de los yacimientos de petróleo crudo y gas natural disminuye a medida que se produce el agotamiento de las reservas, dependiendo el porcentaje de disminución de las características del reservorio. Por ende, las reservas probadas disminuyen a medida que se producen. Las estimaciones de reservas probadas en los informes de la Emisora fueron preparadas de acuerdo con los requisitos y pautas de estimación y revelación de reservas de petróleo crudo y gas natural emitidas por la SEC y de conformidad

con la metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo, la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo, la Sociedad de Geofísicos de Exploración, la Sociedad de Petrofísicos y Analistas de Registros de Pozos, y la Asociación Europea de Geocientíficos e Ingenieros 2018 Sistema de Gestión de Recursos Petroleros. La ingeniería de reservas de petróleo crudo y gas natural es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo crudo y gas natural que no pueden ser medidas de manera exacta, y las estimaciones de otros ingenieros podrían diferir significativamente de las que se incluyen en el presente.

Las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural de la Sucursal se estiman utilizando datos geológicos y de ingeniería para determinar con razonable certeza si el petróleo crudo o gas natural en reservorios conocidos puede ser recuperable bajo las condiciones económicas y operativas existentes. La precisión de las estimaciones de reservas depende de una cantidad de factores, presunciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la Sucursal. Entre los factores susceptibles de ser controlados por la Sucursal se incluyen los siguientes: la perforación, prueba y producción después de las fechas de las estimaciones, lo cual podría requerir sustanciales revisiones en las estimaciones de las reservas, la calidad de datos geológicos, técnicos y económicos disponibles, utilizados por la Sucursal y la interpretación de dichos datos; el rendimiento de producción de los reservorios de la Sucursal y las tasas de recuperación, que dependen en gran medida de las tecnologías disponibles así como de la capacidad de la Sucursal de implementar dichas tecnologías y el correspondiente *know-how*; la selección de terceros con los que la Sucursal puede celebrar negocios y la exactitud de las estimaciones de la Sucursal respecto de los hidrocarburos iniciales existentes, que pueden resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Entre los factores que se encuentran principalmente fuera del control de la Sucursal se incluyen los siguientes: cambios en los precios del petróleo crudo y gas natural existentes que podrían tener un efecto sobre la magnitud de las reservas probadas de la Sucursal (dado que las estimaciones de las reservas son calculadas bajo las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones); cambios en las normas impositivas existentes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales posteriores a la fecha en que se efectúan las estimaciones (que podrían hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para la explotación), y ciertas acciones de terceros, incluyendo los operadores de yacimientos en los que la Sucursal tiene derechos.

En consecuencia, las estimaciones de reservas son con frecuencia significativamente diferentes a las cantidades de petróleo crudo y gas natural que en última instancia se recuperan y, en la medida en que resulten sustancialmente inferiores a las estimadas, podrían tener un impacto adverso sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La incertidumbre sobre la posibilidad de la Sucursal de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

El éxito futuro de la Sucursal dependerá, entre otras cuestiones, de su capacidad de producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir reservas adicionales de petróleo y gas, y explotar económicamente el petróleo y el gas de dichas reservas.

La Sucursal enfrenta ciertos desafíos con el propósito de reemplazar sus reservas probadas por otras categorías de hidrocarburos. Sin embargo, la revisión técnica integral y continua de sus yacimientos de petróleo y gas le permite a la Sucursal identificar oportunidades para revitalizar los yacimientos maduros y optimizar nuevos desarrollos de yacimientos en las cuencas argentinas con el objeto de lograr resultados similares a los alcanzados por los yacimientos maduros en otras regiones del mundo (que han logrado factores de recuperación significativamente superiores con la aplicación de nueva tecnología). La Sucursal no puede asegurar que sus actividades de exploración y desarrollo en el futuro resulten exitosas, que pueda lograr la implementación de su programa de inversiones de capital, adquirir reservas adicionales o que se encuentre en condiciones de explotar económicamente dichas reservas. Dichas circunstancias podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora. Adicionalmente, la refinería de Campana procesa petróleo crudo pesado suministrado por nuestro segmento *upstream*; si la producción de este tipo de crudo fuera menor en el futuro, el segmento *downstream* podría necesitar adquirir petróleo crudo pesado de otras fuentes, lo que podría incrementar el costo de producción de nuestros productos refinados.

La intensa competencia en la industria del petróleo y gas, incluyendo la competencia de empresas hidrocarburíferas estatales, puede afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal

La industria del petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. La Sucursal compite con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en Argentina y en otros lugares. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole que la Sucursal y, como consecuencia, pueden hallarse en mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por otra parte, podrían entrar en operación en el futuro otras fuentes

competitivas de energía. En consecuencia, la Sucursal prevé que la competencia en el sector de petróleo y gas continuará siendo altamente competitiva o aumentará, y esto podría tener un efecto adverso sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Asimismo, las condiciones del sector del petróleo y gas de la Argentina se ven influenciadas en gran medida por las políticas implementadas por YPF, la mayor productora de petróleo y gas y refinadora y distribuidora de productos relacionados del país. Asimismo, desde la expropiación de YPF en 2012, YPF se convirtió en el objetivo de inversores extranjeros y locales que vieron en esta compañía con participación estatal un socio comercial con un sólido respaldo del gobierno. Ello podría dar lugar a la participación de YPF en licitaciones para la obtención de concesiones en el sector del petróleo y el gas, impulsada por las condiciones favorables que presenta la empresa estatal en relación con el resto de los competidores, lo cual podría afectar en forma negativa a las compañías del sector y en última instancia al negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La falta de disponibilidad de capacidad de transporte podría limitar la posibilidad de la Sucursal de aumentar la producción de petróleo crudo y gas natural y podría afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones

La capacidad de la Sucursal para explotar económicamente sus reservas de petróleo crudo y gas natural depende, entre otros factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar el petróleo crudo y el gas natural producidos por la Sucursal hasta los mercados en los que se venden, así como de las reglamentaciones que pueden limitar el uso de dicha infraestructura, incluyendo el requerimiento de licencias o permisos de transporte o construcción en relación con el uso de dicha infraestructura. Comúnmente, el petróleo crudo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, y el gas natural comúnmente se transporta mediante gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento o de infraestructura adecuada o alternativa de almacenamiento o carga, o de capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de gas de largo alcance puede afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal.

Los riesgos operativos relativos a la exploración, producción y refinación de petróleo y gas podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y las actividades de refinación se encuentran sujetas a peligros, riesgos e incertidumbres, incluidos los que se relacionan con las características físicas de las áreas de petróleo y gas. Las operaciones de la Sucursal están sujetas a todos los riesgos generalmente inherentes a la exploración, producción y refinación de petróleo y gas, incluyendo, estallidos, incendios, explosiones, fallas de equipos, condiciones meteorológicas y desastres naturales, huelgas y otros riesgos que pueden tener por consecuencia lesiones personales, pérdida de vidas y bienes, daños a equipos, daño ambiental, gastos de saneamiento y reparación, y responsabilidad civil y administrativa, alteración del transporte, roturas de tuberías y otros derrames. Las actividades de perforación se encuentran también sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solamente con respecto a pozos secos sino también con respecto a pozos que son productivos pero no producen suficiente utilidad neta como para derivar ganancias después de cubrir los costos de perforación, costos operativos y otros. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni una recuperación de los costos de perforación, terminación y costos operativos. Por otra parte, la operación por parte de la Sucursal de plantas de recolección, compresión y tratamiento de gas, instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, se encuentra sujeta a todos los riesgos inherentes en general a dichas operaciones. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos puede impedir que la Sucursal recupere su inversión inicial y puede afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal.

La perforación offshore y las actividades marítimas presentan riesgos específicos

La perforación *offshore* y las actividades marítimas presentan ciertos riesgos adicionales a los inherentes a las actividades de extracción de petróleo crudo y gas natural convencional *onshore*. Las operaciones *offshore* de la Sucursal, que no representan una porción sustancial del total de los negocios de la Sucursal, están sujetas a riesgos específicos, entre ellos zozobra, varada, colisión y pérdida por condiciones meteorológicas severas. Las unidades de perforación de la Sucursal podrían dañarse por vientos fuertes, mar turbulento o condiciones inestables en el lecho marino que podrían forzar a la Sucursal a restringir sus operaciones por períodos de tiempo largos hasta tanto se reparen los daños.

La Sucursal podría no ser socia operadora en todos los contratos de operación conjunta en los que participa, y las medidas adoptadas por los operadores de dichos contratos de operación conjunta podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones

La Sucursal, en general, lleva a cabo sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en un área particular mediante la celebración de un contrato de operación conjunta con terceros. En virtud de los términos y condiciones de estos contratos, una de las partes asume el rol de operador del contrato de

operación conjunta, y por lo tanto asume responsabilidad por la ejecución de todas las actividades previstas en el contrato de operación conjunta. Bajo algunos de estos contratos, la operación de las áreas es asumida por los socios de la Sucursal y no por ella. Si bien la Sucursal procura garantizar que las normas operativas de sus socios coincidan con las propias, tiene un control limitado o no tiene control alguno sobre la operación de estas áreas.

En forma adicional, en el supuesto de que cualquiera de sus socios decidiera rescindir la relación respecto de un contrato de operación conjunta u otros consorcios o vender su participación, la Sucursal podría no estar en condiciones de sustituir a dicho socio o de obtener la financiación necesaria para adquirir la participación de dicho socio. En consecuencia, la incapacidad de la Sucursal para resolver desacuerdos con sus socios y mantener contratos de operación conjunta podría afectar adversamente su capacidad de llevar adelante las operaciones subyacentes, lo cual, a su vez, podría afectar adversamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La regulación ambiental, de salud y seguridad podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Sucursal

Las operaciones de la Sucursal, como las de otras compañías en el sector de petróleo y gas, están sujetas a una amplia gama de leyes y reglamentaciones ambientales, de salud y seguridad, que rigen, entre otras cuestiones, la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de productos de petróleo y sustancias peligrosas, la emisión y liberación de materiales al medio ambiente, el manejo de residuos, las características y composición de la nafta, gasoil y otros combustibles y el monitoreo, reporte y control de emisiones de gas de efecto invernadero. Estas leyes y reglamentaciones poseen un impacto sustancial sobre sus operaciones y podrían dar lugar a efectos adversos significativos para sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial. Las operaciones de la Sucursal podrían generar derrames, descargas y otras liberaciones de petróleo y otras sustancias peligrosas al medio ambiente.

Es posible que la Sucursal no pueda cumplir en todo momento con las leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad. Asimismo, Argentina ha adoptado regulaciones que exigirán que las operaciones de la Sucursal cumplan normas ambientales más estrictas. Asimismo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia la exigencia más estricta de las leyes existentes, lo cual podría aumentar el costo de la Sucursal de llevar a cabo sus negocios o afectar sus operaciones en cualquier área. No puede asegurarse que la Sucursal no incurrirá en mayores costos en relación con las leyes y regulaciones ambientales en el futuro. En la medida en que la Sucursal incurra en gastos para cumplir con dichas leyes y regulaciones ambientales que superen sus gastos históricos en estos rubros, o el cumplimiento requiera que cierre la producción, podría existir un efecto adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

El cambio climático podría afectar los resultados operativos y la estrategia de la Sucursal

El cambio climático presenta nuevos desafíos y oportunidades para el negocio de la Sucursal. La adopción de regulaciones ambientales más estrictas podría generar costos asociados con las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI"), resultantes de requerimientos de organismos del gobierno relacionados con iniciativas de atenuación u otras medidas regulatorias tales como impuestos a las emisiones de GEI y la creación del mercado de limitaciones sobre emisiones de GEI que tengan el potencial de incrementar los costos operativos de la Sucursal.

Los riesgos asociados con el cambio climático podrían asimismo traducirse en dificultades en el acceso al capital por cuestiones de imagen pública con inversores; los cambios en el perfil de consumo, con un menor consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía mundial, como la creciente electrificación en la movilidad urbana. Estos factores podrían tener un efecto negativo en la demanda de los productos y servicios de la Sucursal.

Las concesiones, licencias y acuerdos de producción de la Sucursal podrían cancelarse, lo que podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Sucursal

Los términos de las concesiones, licencias y acuerdos de producción en el marco de los cuales opera la Sucursal requieren que el operador cumpla con requisitos especificados y mantenga criterios mínimos de calidad y servicio, así como efectuar ciertas inversiones mínimas. El incumplimiento de estos criterios podría resultar en la imposición de multas u otras acciones del gobierno. Asimismo, en ciertos casos, las concesiones o licencias de la Sucursal podrían ser rescindidas o revocadas. Aunque la Sucursal entiende que en el pasado ha cumplido y actualmente se encuentra cumpliendo en todos los aspectos sustanciales con los términos y condiciones de sus concesiones, licencias y acuerdos de producción, no puede asegurar que estará en condiciones de cumplir íntegramente con los términos y condiciones de sus concesiones, licencias y acuerdos de producción en el futuro. La extinción, revocación o imposibilidad de obtener prórrogas de concesiones o licencias podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

La autorización para operar una refinería está sujeta a ciertas condiciones y podría no ser renovada

La Resolución Nº419/1998 de la Secretaría Nacional de Energía, con sus modificatorias, requiere que las refinerías se encuentren inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras, Sección Empresas Elaboradoras y/o Comercializadoras, sujeto al cumplimiento de determinados recaudos técnicos y financieros. Las operadoras de refinerías deben renovar su inscripción ante el Registro de Empresas Petroleras en forma anual. En virtud de lo dispuesto por la Resolución SE Nº419/1998, la inobservancia en cualquier aspecto significativo de las pautas y condiciones indicadas precedentemente podría dar lugar a la no renovación de la inscripción como refinería autorizada.

Asimismo, la refinería de Campana deberá cumplir con nuevos requisitos regulatorios futuros tendientes a reducir significativamente el contenido de azufre. Como parte de su plan de ampliación, en los últimos años, la refinería de Campana de la Emisora ha sido sucesivamente modernizada, y la Emisora prevé continuar modernizando la refinería y las instalaciones relacionadas incorporando nuevos procesos destinados a cumplir con especificaciones de productos locales más exigentes y cumplir con especificaciones ambientales más estrictas para productos refinados.

La ausencia de disponibilidad de seguros y el aumento de los costos de los seguros podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Sucursal

Las operaciones de la Sucursal se encuentran sujetas a diversas amenazas, habituales en el sector de gas y petróleo, tales como explosiones, incendios, emisiones tóxicas y otros accidentes relacionados con la polución, peligros marítimos y catástrofes naturales. La Sucursal podría experimentar graves interrupciones de las operaciones o un aumento significativo de los costos en que ésta deba incurrir. Para protegerse de estos peligros, la Sucursal mantiene una cobertura de seguro contra algunas de estas pérdidas y obligaciones potenciales, pero no contra su totalidad. Asimismo, la cobertura de seguros de la Sucursal está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos pueden verse superados significativamente por sus obligaciones. Es posible que la Sucursal no esté en condiciones de mantener u obtener los tipos de seguros deseables a precios razonables. En algunos casos, ciertos seguros podrían no estar disponibles, existir sólo por montos de cobertura reducidos o contener exclusiones que podrían limitar nuestra cobertura en algunos eventos, véase, "*—Riesgos Relacionados con la Argentina— La propagación de enfermedades contagiosas como el COVID-19 podrían tener un efecto adverso en las operaciones de la Sucursal.*" El hecho de que la Sucursal incurriera en una responsabilidad considerable por la cual no esté asegurada en su totalidad podría originar un efecto sustancial adverso en los negocios, los resultados de sus operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

Podría producirse un desfasaje de tiempo importante entre un accidente de gran magnitud, un evento catastrófico o un ataque terrorista y la recuperación definitiva obtenida en virtud de las pólizas de seguro. Asimismo, cualquiera de los eventos mencionados podría dar lugar a efectos adversos sobre la demanda energética de algunos de sus clientes y consumidores en general en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal.

El programa de seguros de la Sucursal incluye varios aseguradores. Las alteraciones de los mercados financieros globales han generado un deterioro de la situación patrimonial de muchas entidades financieras, incluidas las aseguradoras. La Sucursal no tiene conocimiento en la actualidad de información alguna que podría indicar que cualquiera de sus aseguradoras o reaseguradoras podría no hacerse cargo en caso de un siniestro cubierto. No obstante, en el supuesto de que la Sucursal no pueda obtener un seguro o si el costo del seguro mantenido por la Sucursal aumenta significativamente, la Sucursal podría asumir mayores riesgos no asegurados en sus operaciones o los gastos generales relacionados con seguros podrían incrementarse sustancialmente.

Riesgos Relacionados con la Emisora

Una porción significativa de las reservas de la Sucursal se encuentra en una sola área, Cerro Dragón

La Sucursal depende en gran medida del área de Cerro Dragón, dado que el 75% de la producción de petróleo de la Sucursal en 2025 y el 37% de su venta de gas natural en el año 2025 provino del área Cerro Dragón, ubicada en la Provincias del Chubut y en la Provincia de Santa Cruz, y el 61% de las reservas probadas totales de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025 también se encontraban en dicha área. Así, cualquier intervención estatal o alteración de la producción de la Emisora debido a factores fuera de su control o cualquier otro hecho adverso significativo en sus operaciones en esta área tendría un efecto sustancial adverso en sus negocios, sus resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Emisora opera una refinería

Las operaciones del segmento *downstream* de la Sucursal, y en gran medida sus operaciones de *upstream*, dependen de una refinería, que ha sido ampliada y modernizada recientemente. Cualquier parada de la

refinería, planificada o no, o cualquier falla mecánica o de otro tipo en la refinería de Campana, ya sea temporaria o permanente, podría tener un efecto negativo significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora. Planes futuros para modernizar la refinería de Campana podrían demorarse, modificarse o resultar infructuosos.

Adicionalmente al proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Campana de los últimos años, continuamos actualizando y mejorando los procesos con el objetivo de cumplir con la demanda de los mercados que abastecemos. Si bien la Sucursal hace todo lo que está a su alcance para planificar y ejecutar en forma adecuada mejoras a la refinería de Campana, algunos factores, incluidos aquellos ajenos a nuestro control o inesperados, podrían demorar o afectar en forma adversa la realización de tales proyectos.

La Sucursal no puede excluir la posibilidad de que ocurran sobrecostos de capital o las demoras de programación como resultado de desafíos inesperados, incluida la disponibilidad, programación y costo de materiales y personal calificado.

Algunos acuerdos que celebró la Sucursal con los gobiernos nacional y provincial la exponen a sanciones

La rescisión o revocación de cualquiera de los permisos otorgados a la Sucursal, la falta de obtención de la prórroga de dichos permisos, o la imposición de multas u otras penalidades administrativas por causa del incumplimiento de sus obligaciones bajo acuerdos que la Sucursal haya celebrado con los gobiernos nacional y provincial podrían tener un efecto adverso significativo sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Sucursal. Asimismo, la Sucursal no puede garantizar que no se impondrán obligaciones adicionales de inversión, pagos por penalidad u otros requisitos con el objeto de mantener u obtener prórrogas de los permisos vigentes.

La actividad de la Sucursal requiere inversiones de capital significativas y la Sucursal podría requerir financiación

La actividad de la Sucursal requiere de sustanciales inversiones de capital. Específicamente, la exploración y el desarrollo de reservas de hidrocarburos, la producción, el procesamiento y la refinación, y el mantenimiento de maquinarias y equipos exigen fuertes inversiones en bienes de capital. La capacidad de la Sucursal de llevar adelante sus inversiones de capital, sin embargo, podría verse limitada por sus posibilidades de obtener financiación, ya sea en niveles favorables o en lo absoluto. El acceso por parte de la Sucursal a la financiación internacional y sus costos de endeudamiento podrían verse afectados por la percepción de los inversores respecto de la solvencia de las empresas argentinas. Asimismo, los costos de endeudamiento de la Sucursal podrían aumentar en caso de un incremento en las tasas de interés de Estados Unidos de América y Europa. Asimismo, el deterioro de los mercados de crédito internacionales podría generar una disminución de la disponibilidad de las fuentes de financiación y un aumento de los costos de financiación. No puede asegurarse que la Sucursal podrá generar flujos de fondos suficientes, ni que tendrá acceso a suficientes alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades a los niveles actuales o superándolos.

La relación de la Sucursal con las autoridades federales y provinciales es clave para su negocio

A causa de la naturaleza de sus negocios, la Sucursal tiene una amplia relación con las autoridades federales y provinciales en los lugares donde opera. Si bien considera que sus relaciones con las autoridades competentes son buenas, estas relaciones podrían verse afectadas en el futuro, lo cual podría afectar negativamente su negocio y los resultados de sus operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o demorar las solicitudes de prórroga actuales o futuras, o pretender imponer pagos iniciales inesperados o desproporcionalmente altos u obligaciones adicionales significativas a la Emisora al negociar las renovaciones de las concesiones o los permisos o por otra causa.

La Sucursal podría ser objeto de medidas de parte de los sindicatos de trabajadores

Muchas de las operaciones de la Sucursal requieren de una intensa mano de obra y gran cantidad de trabajadores. Los sectores en los que opera la Sucursal se encuentran ampliamente sindicalizados. Al 31 de diciembre de 2025, 56% de los empleados de tiempo completo y contratados pertenecían a sindicatos.
Si bien la Sucursal considera que sus relaciones actuales con sus empleados son buenas, la Sucursal no puede asegurar que no experimentará interrupciones o suspensiones laborales en el futuro, y dichas medidas podrían tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sucursal. Por ejemplo, entre junio y julio de 2012, hubo protestas y confrontaciones en el yacimiento de Cerro Dragón. Un grupo disidente asociado a una de las ramas de la Unión de Obreros de la Construcción vandalizó y destruyó algunos de los equipos de la Sucursal, lo que provocó una interrupción temporaria de la producción.

La Sucursal terceriza una serie de actividades a través de contratistas con el fin de mantener una base de

costos flexibles que permita mantener costos menores y al mismo tiempo responder más ágilmente al mercado cambiante. Si bien la Sucursal cuenta con políticas estrictas en relación con las obligaciones laborales y de la seguridad social de sus contratistas, la Sucursal no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en busca de una indemnización de parte de la Sucursal, invocando ciertas decisiones de los tribunales argentinos que reconocen la responsabilidad mancomunada entre el contratista y la entidad a la cual se prestan los servicios, bajo ciertas circunstancias. Si la Sucursal no pudiera obtener un fallo favorable sobre dichos reclamos, los resultados de sus operaciones podrían verse adversamente afectados.

Las huelgas, las interrupciones, los piquetes, entre otros tipos de conflictos con el personal afiliado al sindicato, podrían afectar las operaciones de la Sucursal y generar mayores costos, generando un efecto adverso sobre los resultados de sus operaciones.

El desempeño de la Sucursal depende en gran medida de la posibilidad de contratar y retener personal clave

El desempeño actual y futuro de la Sucursal, la implementación exitosa de su estrategia y la operación de sus negocios dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de su equipo de ingenieros y otros empleados altamente idóneos. La capacidad de la Sucursal de continuar confiando en estas personas clave depende de su éxito para atraer, capacitar, motivar y retener personal clave de gerencia y personal técnico con las aptitudes y la experiencia necesarias. La Sucursal no puede asegurar que se tendrá éxito en la retención y la atracción de personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que pueda abandonar la empresa puede ser dificultoso e insumir mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar recursos humanos adecuados en su reemplazo o staff adicional podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y/o la situación patrimonial de la Sucursal.

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos sociales

Las actividades de la Sucursal están sujetas a riesgos sociales, incluidas protestas de las comunidades vecinas a algunas de las operaciones de la Sucursal. Si bien la Sucursal tiene el compromiso de operar en forma socialmente responsable, podría enfrentar oposición de las comunidades locales con respecto a sus proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que opera, lo cual podría afectar de manera adversa su negocio, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Sucursal depende en gran medida de su marca "AXION energy"

La Sucursal depende de la marca "AXION energy" para sus productos refinados y sus estaciones de servicio minoristas. Si ocurriera algún hecho que generara una publicidad negativa con respecto a su marca, sus clientes, podrían recurrir a otros productos o estaciones de servicio alternativas, lo cual afectaría negativamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Sucursal podría ser pasible de daños y perjuicios en base a reclamos interpuestos por sus clientes o bien podría perder clientes debido a la falta de cumplimiento de ciertas especificaciones de calidad de sus productos

Los productos que la Sucursal vende deben cumplir con ciertas especificaciones de calidad. Si algunas de las medidas de control de calidad de la Sucursal fallaran, ésta podría abastecer a sus clientes productos que no cumplieran con tales especificaciones. Un incidente de este tipo podría dar lugar a reclamos por daños y perjuicios causados por sus productos o impactar en su capacidad de retener a sus clientes actuales o de adquirir nuevos, lo cual podría afectar negativamente sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Sucursal podría estar sujeta a fallas en sus sistemas informáticos, alteraciones en sus redes y violaciones a su seguridad de datos que podrían afectar negativamente sus negocios

A medida que crece la dependencia en las tecnologías digitales, han aumentado en todo el mundo los incidentes cibernéticos, entre ellos ataques deliberados o hechos no intencionales. La Sucursal emplea sistemas informáticos y de telecomunicaciones para llevar a cabo sus actividades de exploración, desarrollo y producción, que han pasado a ser una parte integral de sus negocios. La Sucursal emplea estos sistemas para analizar y almacenar datos financieros y operativos, así como para respaldar sus comunicaciones internas e interacciones con sus socios comerciales. Los ciberataques podrían comprometer los sistemas informáticos y de telecomunicaciones de la Sucursal y derivar en costos adicionales, así como en alteraciones a sus operaciones comerciales y a la pérdida de datos de la Sucursal. La Sucursal gestiona los riesgos cibernéticos mediante la continua evaluación de sus controles, entre ellos, los controles técnicos y de procesos. La Sucursal posee un enfoque proactivo de detección y corrección respecto de la ciberseguridad, y ajusta su estrategia de seguridad conforme resulta necesario.

Durante los primeros meses de 2020 (durante la pandemia generada por el coronavirus COVID-19), hubo un aumento exponencial en ataques deliberados a los sistemas informáticos de diferentes compañías. Si bien la Sucursal adoptó medidas adicionales para mitigar los mayores riesgos, no es posible garantizar que no sufrirá violaciones a su seguridad cibernética en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre sus negocios y exponerla a una mayor responsabilidad.

Riesgos Relacionados con las Obligaciones Negociables

La ausencia de un mercado para las Obligaciones Negociables podría afectar en forma adversa su liquidez

No es posible garantizar que se desarrollará un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse un mercado, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o mantiene un mercado de negociación para las Obligaciones Negociables, los inversores podrían experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o podrían ser incapaces de venderlas o de venderlas a un precio atractivo. Asimismo, si se mantiene un mercado activo de negociación, las Obligaciones Negociables podrían negociarse con descuento respecto del precio de negociación inicial, dependiendo de las tasas de interés y las caídas y la volatilidad en los mercados de títulos similares y en la economía en general, así como por cualquier cambio en la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora. La Emisora no puede asegurar esto, ya sea por motivos relacionados o no relacionados con la Emisora. Si no se desarrolla y mantiene un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables, el valor de mercado y la liquidez, y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables podrían verse significativa y adversamente afectados.

La percepción de un mayor riesgo en otros países y los sucesos en otros mercados emergentes podrían afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables

Los mercados de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por la percepción de un mayor riesgo y por las condiciones económicas y de mercado de otros países, en especial en América Latina y otros mercados emergentes. El precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría verse negativamente afectado por la percepción de un mayor riesgo, así como por los sucesos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Si bien la situación económica es diferente en cada país, la reacción de los inversores a los sucesos en un país puede afectar a los títulos valores de emisoras de otros países, entre ellos Argentina. La Sucursal no puede asegurar que el mercado de los títulos valores de emisoras argentinas no se verá negativamente afectado por hechos que sucedan en otras jurisdicciones, o que dichos sucesos no tendrán un impacto negativo en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, tal como Estados Unidos de América, o un hecho adverso en un mercado emergente, puede dar lugar a importantes egresos de capitales desde la Argentina y generar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

El tratamiento impositivo que recibirán los tenedores de las Obligaciones Negociables en ciertas jurisdicciones puede determinar la aplicación de retenciones sobre los rendimientos obtenidos en virtud de las Obligaciones Negociables

En 2018 se introdujo en la Argentina una reforma impositiva integral que, entre otras cuestiones, prevé que el sujeto pagador en virtud de instrumentos financieros debe actuar como agente de retención del impuesto a las ganancias correspondientes cuando el tenedor de dicho instrumento financiero sea residente de una jurisdicción "*no cooperante*", o sus fondos provengan de cuentas ubicadas en tales jurisdicciones, que se encuentran listadas en el decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias N°20.628 (junto con sus modificatorias y complementarias, la "Ley de Impuesto a las Ganancias"). Los pagos de intereses a tenedores de las Obligaciones Negociables residentes y/o cuyos fondos provengan de aquellas jurisdicciones estarán sujetos a una retención impositiva del 35%, y la Emisora no abonará Montos Adicionales a dichos tenedores. Para mayor información, véase "*Información Adicional—Carga Tributaria"* del Prospecto. Como consecuencia de ello, las Obligaciones Negociables podrían experimentar liquidez reducida, lo cual podría afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de las Obligaciones Negociables.

Los actuales y futuros controles cambiarios y restricciones a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de repatriar o transferir al exterior su inversión en las Obligaciones Negociables

En 2001 y 2002, la Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias, limitando significativamente la capacidad de las empresas de conservar divisas o realizar pagos al exterior. Asimismo, en el último trimestre de 2011 se dictaron nuevas reglamentaciones que limitaron significativamente el acceso al mercado cambiario por parte de personas humanas y entidades del sector privado. A partir de diciembre de 2015, el gobierno nacional flexibilizó gradualmente las restricciones hasta su levantamiento

total a mediados de 2017. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019 el gobierno nacional reinstauró controles cambiarios. Los controles cambiarios vigentes aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el acceso al Mercado Libre de Cambios (el "MLC") para, entre otras cuestiones, el pago y remisión de dividendos en moneda extranjera al exterior, pagos de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. En virtud de ello, los inversores podrían verse restringidos de convertir y/o repatriar o transferir al exterior los fondos que reciban por servicios de deuda en virtud de las Obligaciones Negociables. Para más información sobre los nuevos controles véase la sección "*Información Adicional—Controles de Cambios*" en este Prospecto.

El gobierno argentino podría continuar manteniendo dichos controles o imponer nuevos controles cambiarios, restricciones a la transferencia o requisitos que puedan afectar la capacidad de los inversores de convertir a moneda extranjera los pagos recibidos en virtud de las Obligaciones Negociables o repatriar o transferir al exterior su inversión en las Obligaciones Negociables.

Si la Emisora fuera objeto de un proceso de quiebra, liquidación o concurso, o si celebrara un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un procedimiento similar, algunos de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser aplicables bajo la ley argentina

En caso de la apertura de un proceso concursal, un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un procedimiento similar en relación con la Emisora, las leyes y reglamentaciones argentinas aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley de Concursos y Quiebras, con sus modificatorias, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a procesos concursales y, en consecuencia, algunos de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser ejecutables (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). Los procedimientos de quiebra argentinos de acuerdo con la Ley de Concursos y Quiebras difieren de los aplicados en Estados Unidos de América.

Específicamente, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en el caso de valores negociables emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación tendiente a obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la reestructuración de las deudas sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente de los requeridos en relación con otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) el fiduciario o el juez competente, según el caso, deberá convocar a una asamblea de tenedores; (ii) los tenedores presentes en dicha asamblea deberán votar a favor o en contra del acuerdo preventivo propuesto indicando la opción seleccionada, en caso de aprobación del mismo; (iii) el acuerdo se considerará aprobado o rechazado considerando el monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta más el acuerdo de los restantes acreedores; (iv) la decisión deberá ser asentada por escrito por el fiduciario o la persona designada a tal efecto por la asamblea y se dejará constancia de la misma en las actas de la asamblea; (v) podrá no celebrarse una asamblea de tenedores si las leyes o reglamentaciones aplicables permiten un método diferente para obtener el consentimiento de los acreedores que es satisfactorio para el juez; (vi) si el fiduciario fuera considerado un acreedor a los fines de la verificación del crédito, en virtud de lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá dividir su voto, votando a favor de la propuesta respecto del monto de capital en poder de los tenedores beneficiarios que también tengan derecho a participar en la asamblea, que lo hayan instruido a aceptar el mismo según lo previsto en el Contrato de Fideicomiso o las leyes aplicables y en contra del mismo respecto de aquellos que le instruyeron rechazarlo. La propuesta se considerará aceptada o rechazada en base al voto mayoritario; (vii) las disposiciones precedentes también serán de aplicación en caso de cartas poder que representen a diversos tenedores debidamente admitidos bajo el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras y será de aplicación lo establecido en el punto (vi) anterior respecto del régimen de voto; (viii) en todos los casos, el juez podrá ordenar medidas específicas para garantizar la participación de los acreedores y la legalidad del procedimiento de voto; y (ix) al calcular los votos relacionados con la propuesta sometida a la asamblea de tenedores, todos los votos afirmativos se consideran a favor de la propuesta y todos los votos negativos se consideran en contra de la propuesta.

Asimismo, los obligacionistas que no estuvieran presentes en la asamblea en persona o por representación o que se abstengan de votar no serán tenidos en cuenta a los fines del cálculo de la mayoría requerida. Como consecuencia de estos procedimientos concursales, el poder de negociación de los obligacionistas podría verse reducido en comparación con otros acreedores financieros y comerciales.

La información disponible al público sobre sociedades que cotizan en bolsa en Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos

La información disponible al público sobre la Emisora en Argentina es menos detallada en ciertos aspectos

que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de la Argentina generalmente no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

III. POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

Políticas de Inversiones y de Financiamiento

Política de Inversiones

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo (con mínimo riesgo de liquidez y de crédito), en general con vencimiento no mayor a tres meses desde la fecha de adquisición.

Para mayor información sobre las principales inversiones de capital en los últimos tres años, véase "*Información Sobre La Emisora—c) Descripción de las actividades y negocios*" en el presente Prospecto.

Política de Financiamiento

La estrategia financiera de la Sucursal busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Sucursal cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones, así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, y préstamos otorgados por agencias multilaterales de crédito o de promoción de exportaciones, entre otros.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando las practicas prudentes de la industria y del mercado.

Adicionalmente, para mayor información sobre los principales financiamientos obtenidos por la Sociedad en los últimos tres años, véase "*Antecedentes Financieros— Reseña y perspectiva operativa y financiera—Endeudamiento*" del presente Prospecto.

Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.

Durante los últimos años la Sucursal ha incorporado tecnología moderna en todas sus operaciones.

En la Provincia del Chubut y en la Provincia de Santa Cruz se desarrollan las reservas con equipos de perforación semiautomáticos, modernos, aplicando tecnología de *cassing drilling* y múltiples fracturas durante las completaciones. De esta forma se ha aumentado la eficiencia logrando perforar y completar más de 21 pozos por equipo en el año. En la Provincia del Neuquén continúa la delineación y desarrollo de reservorios no convencionales en la formación Vaca Muerta. La utilización de equipos de perforación de 7500HP, geonavegación en tiempo real y completaciones en zipper, ha permitido perforar en forma repetitiva pozos de 6000m de longitud total con 3000m de sección horizontal en la formación Vaca Muerta. Además, en el marco del manejo responsable de los recursos de las áreas en donde opera la Sucursal, se siguen generando más de 80 MW de energía eléctrica mediante un ciclo combinado, que utiliza en forma eficiente, gas con mayor contenido de dióxido de carbono que no puede ser utilizado para el consumo industrial ni domiciliario.

Luego de la puesta en marcha de las unidades asociadas a la expansión de refinería de Campana, que es la única de su tipo en la Argentina capaz de producir todo el diésel con menos de 10 ppm de Azufre, en línea con los más altos estándares internacionales, que comercializa bajo el nombre "QUANTIUM DIÉSEL X10". Adicionalmente llevó a 95 KBD la capacidad de procesamiento de crudo y con el aumento de un 40% la capacidad instalada de craqueo térmico permitió aumentar la producción de naftas y diésel a expensas de fuel oil, agregando valor a cada barril de crudo procesado. Adicionalmente la refinería instaló un sistema de recuperación de gases ricos en Azufre para cumplir con los estándares de emisiones, y produciendo azufre elemental, el que resulta un insumo para otras industrias como fertilizantes o producción de ácido sulfúrico.

Desde abril del 2021 la Sucursal comenzó a comercializar con su marca Axion en la red de estaciones de servicio el QUANTIUM DIÉSEL X10 con 10 ppm de Azufre para competir con los diésel de 500 ppm de azufre de la competencia con un diferencial de precio en el surtidor el que ha tenido una excelente aceptación en el mercado y por lo tanto el mismo está siendo llevado a otros canales como el del Agro.

Política Ambiental

La Emisora respeta y se adapta a las políticas y regulaciones aplicables de cada uno de los lugares en los que opera. La Emisora contribuye al desarrollo económico, social y cultural y preserva el medio ambiente en las áreas en las que opera. La Emisora ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectivos para optimizar su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado

una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación. Su compromiso con el desarrollo sustentable de las comunidades donde opera se traduce en numerosas acciones y programas de desarrollo social y ambiental focalizados en áreas claves como educación, salud, trabajo y medio ambiente.

Cumplimiento ambiental[40]

La Sucursal está enfocada en el desarrollo sustentable y la minimización del impacto ambiental de sus operaciones. Las operaciones de la Sucursal están sujetas a diversas leyes y reglamentaciones locales, provinciales y nacionales relacionadas con el impacto de sus operaciones sobre el medio ambiente, incluyendo, sin limitación, emisiones atmosféricas, uso del agua, disposición o remediación del suelo y agua afectados con productos y subproductos de petróleo, disposición de residuos peligrosos y no peligrosos, especificaciones de combustibles a fin de abordar las emisiones atmosféricas y su efecto en el medio ambiente en la salud y seguridad. La Sucursal ha realizado y continuará realizando inversiones con el objeto de cumplir con estas leyes y reglamentaciones. La Sucursal cuenta con un equipo interdisciplinario de especialistas ambientales, entre ellos ingenieros ambientales, especialistas en recursos naturales, biólogos, geólogos, hidrogeólogos y especialistas en cartografía, entre otros profesionales que realizan y supervisan evaluaciones y auditorías ambientales, monitoreos y muestreos y garantizan que las operaciones de la Sucursal cumplan con estas leyes. La dirección de la Sucursal considera que sus operaciones actuales cumplen en todos sus aspectos sustanciales con las leyes y reglamentaciones aplicables en relación con la protección del medio ambiente, según dichas leyes y reglamentaciones son interpretadas y aplicadas a la fecha del presente Prospecto.

Cada una de las instalaciones, pozos, obras accesorias y plantas están sujetas a estudios de impacto ambiental en sus respectivas jurisdicciones y cuentan con la aprobación de las autoridades pertinentes. El agua de producción es reinyectada de acuerdo con las prácticas de la actividad de recuperación secundaria y también es empleada para actividades de perforación, en cada caso, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

En lo que respecta a gestión ambiental, todas las actividades de *upstream* de la Sucursal en la República Argentina han sido certificadas bajo normas ISO 14.001 desde 2002. Durante 2018, estas certificaciones fueron actualizadas a la versión 2015 de la norma. En relación con las operaciones del segmento *downstream*, la planta de lubricantes y la planta comercial de Campana de la refinería cuentan con certificación ISO 14.001 desde 2015 y 2017, respectivamente y a partir del año 2019 tanto la refinería de Campana, como las terminales de despacho de combustibles de San Lorenzo, Galván y Caleta Paula están certificadas bajo la misma norma en su versión 2015. Todas estas instalaciones renovaron sus certificaciones en 2024 y 2025. Los programas de gestión ambiental y social de *upstream* y *downstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la CFI.

Política de Seguridad

Pan American tiene el compromiso de operar el negocio en cumplimiento de las necesidades ambientales y económicas de las comunidades en las que opera, y la protección de la seguridad y la salud de los empleados de la Sucursal, las personas involucradas en las operaciones, sus clientes y terceros.

La Sucursal considera que la mejor forma de cumplir con su compromiso es a través de una fuerza laboral idónea y comprometida, y prácticas diseñadas para permitir operaciones seguras y responsables desde el punto de vista del ambiente.

La Compañía no experimentó ninguna fatalidad propia ni ningún accidente ambiental importante en 2025. Adicionalmente, los resultados de Pan American muestran en términos de Seguridad Personal una tasa total de incidentes registrables (incidentes cada 200.000 Horas Hombre Trabajadas) de 0,035 sobre un total de 28.699 millones de horas en los últimos 12 meses. Para monitorear sus parámetros de seguridad, la Compañía mide en forma mensual indicadores clave. El cuadro a continuación muestra los principales indicadores de seguridad durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025:

	Indicador de seguridad (*upstream* y *downstream*)	**Pan American**	**Argentina**	
			Upstream	***Downstream***
TRICF[(1)]	Frecuencia total de casos con lesiones laborales registrables[(1)].....	0,035	0,042	0,022
TRIC[(2)]	Casos totales accidentes personales registrables [(2)]	5	4	1

[40] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

			Argentina	
	Indicador de seguridad (*upstream* y *downstream*)	**Pan American**	***Upstream***	***Downstream***
TVICF[3]	Frecuencia total de casos de incidentes vehiculares[3]	0,051	0,075	0,000
TVIC[4]	Casos totales de incidentes vehiculares[4]	7	7	0

(1) Cantidad de lesiones registrables (fatalidades + casos de pérdida de días de trabajo + casos de días de trabajo restringidos + casos de tratamientos médicos) por cada 200.000 horas trabajadas.
(2) Cantidad total de accidentes personales registrados durante 2025.
(3) Cantidad total de accidentes laborales vehiculares por cada 1.000.000 km recorridos.
(4) Cantidad total de accidentes vehiculares registrados durante 2025.

Política de Seguros

Las operaciones de la Sucursal están sujetas a riesgos diversos. La Sucursal contrata seguros para cubrir algunos de estos riesgos, incluidos daños materiales para los activos *onshore* y *offshore* (incluida su refinería, plantas de lubricantes y terminales), incluyendo pérdida de beneficios por interrupción de las operaciones y pérdida de ingresos por producción, responsabilidad civil *onshore* y *offshore*, responsabilidad civil marítima, responsabilidad civil aeronáutica, costos de control de pozos/gastos extras del OEE y daños a la carga transportada. La Sucursal mantiene asimismo cobertura por responsabilidad civil operativa frente a terceros con respecto a sus actividades, incluidos los riesgos ambientales por acontecimientos súbitos y accidentales como los derrames de combustible. En forma conjunta con su consultora de seguros, la Sucursal realiza una revisión anual de sus políticas de gestión de riesgos y cobertura de seguros. La Sucursal posee cobertura de reaseguros de empresas líderes del sector en los mercados internacionales e intenta mantener relaciones de largo plazo con sus suscriptores de reaseguro. Los programas de reaseguros de los segmentos *upstream* y *downstream* de la Sucursal se renuevan el 1 de julio de cada año. Para mayor información, véase "*Información Sobre La Emisora—c) Descripción de las actividades y negocios—Seguros*".

Responsabilidad Social Empresaria[41]

La Sucursal opera de acuerdo con su Política de Operación Sustentable, la cual fue actualizada en marzo de 2024. En este sentido, las diferentes acciones de sustentabilidad y lineamientos para el relacionamiento comunitario se diseñan teniendo como principios orientadores los Objetivos de Desarrollo Sostenible y los Principios del Pacto Global de Naciones Unidas. La política apunta a maximizar el valor para los accionistas y la compañía, a la vez que se enfoca en la integridad de la salud, seguridad y medio ambiente, poniendo énfasis en los intereses y relaciones con la comunidad. Destaca, entre otras cuestiones: las normas de seguridad y prevención de derrames y otros eventos, manejo general de riesgos, cuidado del medio ambiente y educación y aportes de grupos de interés. La política también aspira a garantizar la seguridad y bienestar de los empleados de la Sucursal. La Sucursal prevé trabajar junto a socios de *joint ventures* y de otro tipo que compartan sus valores sociales.

b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores

Debido a que la Emisora es una sucursal no cuenta con una política de dividendos.

c) Estrategia de negocios

La estrategia de largo plazo de la Emisora consiste en aportar valor a sus socios mediante: la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración, producción y refinación de hidrocarburos acordes a su perfil de riesgo/rentabilidad y consistentes con el costo de capital de la misma. Este foco permitirá a la Emisora incrementar la producción de hidrocarburos, continuar mejorando la calidad de sus productos refinados, e incrementar la capacidad de conversión de su refinería, con miras al crecimiento de productos de hidrocarburos y productos refinados y a agregar más valor a sus productos refinados, actuando siempre de manera responsable a nivel social y ambiental. La Emisora aspira a seguir consolidando su posición como una de las compañías energéticas líderes de la Argentina evaluando oportunidades de desarrollo de nuevas y diversas fuentes de energía potenciando aún más así su capacidad de crecimiento.

La Emisora comprende la importante volatilidad inherente al mercado de petróleo y gas en el que opera y procura estar preparada para hacer frente a acontecimientos mundiales inesperados que puedan repercutir en su actividad y que pueden afectar la demanda y los precios de los hidrocarburos a nivel mundial. Sin embargo, gracias al disciplinado enfoque que ha adoptado en materia de costos, su sólida estrategia de negocio y las importantes mejoras internas que fue implementando a lo largo de los años, creemos que la

[41] Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

compañía está dotada de una importante flexibilidad para encarar y hacer frente a la imprevisibilidad inherente al mercado en el que opera.

Para lograr estos objetivos, la Emisora se concentra en los siguientes componentes claves de su estrategia de negocios:

- *Compromiso con la salud, la seguridad, el medio ambiente y la responsabilidad social*. La Emisora prevé mantener su compromiso con la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y comunidades sociales en las áreas en las que opera, así como aplicar soluciones tecnológicas de avanzada para proteger el medio ambiente.
- *Distribución equilibrada de inversiones de corto y largo plazo en el segmento upstream*. La Emisora entiende que una distribución equilibrada entre inversiones de corto y largo plazo y una cartera equilibrada de reservas probadas y no probadas tanto de petróleo como de gas son esenciales para su éxito a largo plazo. En este sentido, la Emisora continuará con el desarrollo de sus principales activos de producción.
- *Desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales*. La Emisora está enfocada en el desarrollo de recursos de petróleo y gas no convencionales, principalmente en la formación Vaca Muerta, a través de sus operaciones y participación en consorcios y considera que las actividades de *tight* gas y *shale* (petróleo y gas) en la formación Vaca Muerta presentan importantes oportunidades y desafíos para poder sustituir e incrementar la producción de la Argentina en los próximos años.
- *Diversificación a través de oportunidades de desarrollo*. A través de sus actividades del segmento *upstream* de exploración y desarrollo, la Emisora aspira a optimizar el crecimiento de la producción y el desarrollo y la reposición de su amplia base de reservas en Argentina.
- *Ampliación y modernización de la refinería y ampliación de la red de distribución de la Emisora*. El proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Campana se completó casi en su totalidad en 2020. El mismo incrementó su capacidad de conversión y le permite producir productos de mayor valor agregado. Adicionalmente, la Emisora espera continuar mejorando su capacidad de brindar cobertura nacional, desarrollando sus capacidades de distribución, optimizando el desempeño de sus puntos de venta y apuntando a un crecimiento profundo y sostenido de su participación en el mercado de comercialización de combustibles en Argentina.
- *Tecnología, productividad y eficiencia operativa*. La Emisora ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que está presente en toda su organización. Los procesos de gestión son adecuados para establecer metas y monitorearlas, por lo que garantizan que las metas se cumplan en forma eficiente en relación con los costos y de manera segura. La Emisora seguirá aplicando soluciones operativas y tecnológicas de avanzada en materia de costos con el fin de aumentar su productividad y eficiencia.
- *Solvencia*. La Emisora prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. La Emisora entiende que los niveles de endeudamiento y liquidez bien administrados son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes e implementar proyectos de inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma.
- *Recursos humanos*. Un componente clave de la estrategia de la Emisora es desarrollar al personal a través de la capacitación formal y una estructura organizativa adecuada destinada a formar nuevos líderes para permitir que la compañía crezca de forma orgánica.

Fortalezas competitivas

La Emisora considera que las siguientes son sus principales fortalezas competitivas:

- *Sólidos antecedentes en actividades de exploración, desarrollo y producción*. Entre 1997 y 2025, la Emisora invirtió US$25,2 mil millones en exploración, desarrollo, producción y refinación de hidrocarburos. Durante el mismo período, incrementó su producción de petróleo y gas en la Argentina manteniéndose como una de las empresas lideres en el mercado de hidrocarburos. En el año 2025, aportó aproximadamente el 11% de la producción de petróleo crudo y gas natural en la Argentina, en comparación con aproximadamente el 8% en 1997.
- *Importantes reservas de petróleo y gas*. Al 31 de diciembre de 2025, la Emisora ocupaba el primer lugar en la Argentina en términos de reservas probadas. Sobre la base de su producción

correspondiente a 2025, las reservas probadas netas estimadas de la Emisora al 31 de diciembre de 2025 representaban una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 22 años. Al mismo tiempo, durante los últimos cinco años (2021-2025), la Emisora alcanzó un índice de reposición de reservas del 104%. Sus concesiones son a largo plazo. Las concesiones correspondientes a su principal área de producción, Cerro Dragón, vencen en 2026 y 2027, tras lo cual la Emisora tiene el derecho de continuar con sus actividades en el área en virtud de contratos operativos con dos compañías pertenecientes al estado provincial hasta 2046 y 2047, sujeto a ciertas condiciones de volumen de reserva, que espera cumplir y un umbral mínimo de inversión, que ya se encuentra cumplido.

- *Máxima eficiencia operativa*. La Emisora ha desarrollado una cultura orientada a los resultados que le ha permitido alcanzar una alta eficiencia operativa y sólidos resultados financieros. Esta cultura está basada en conceptos gerenciales sólidos y en un gran respeto por el medio ambiente y las comunidades en las que opera. Casi todas las plantas y operaciones de la Emisora en el área Cerro Dragón están automatizadas, funcionan con la electricidad generada por las centrales alimentadas con gas de su propiedad y están monitoreadas a través de un sistema de supervisión de pozos computarizado. Estas características hacen que las operaciones de la Emisora en Cerro Dragón sean una de las áreas de extracción más avanzadas tecnológicamente y eficientes desde el punto de vista operativo de América Latina.

- *Actor del sector energético integrado y diversificado*. La Emisora está balanceada en su producción de petróleo y gas, siendo un actor plenamente integrado del sector hidrocarburífero de la Argentina. Esta integración vertical le otorga flexibilidad para optimizar su oferta de productos refinados en respuesta a los cambios en el mercado.

- *Gran capacidad de refinación y conversión de petróleo crudo pesado en la refinería de Campana*. La Emisora es la tercera refinadora de petróleo crudo más grande de la Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo. La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 16% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina al 31 de diciembre de 2025. Con la ejecución del proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Campana, se incrementó el índice de conversión de la misma y, como resultado de ello, aumentó la producción de productos de alto valor, lo que alinea mejor la producción de la refinería con el crecimiento esperado en la demanda de gasoil y naftas. La modernización de la refinería, también mejoró la calidad del combustible producido y permite el cumplimiento de especificaciones relacionadas con el contenido de azufre, y mejoras en el tratamiento de las emisiones de azufre. Asimismo, la refinería de Campana procesa aproximadamente 71% de petróleo crudo pesado el cual es mayormente abastecido por su negocio de *upstream*, lo que le permite obtener mayor eficiencia. Según información publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2025, el 25% del petróleo crudo producido en la Argentina es petróleo pesado y el 75% es petróleo crudo liviano. Ambos tipos de petróleo crudo se producen en cantidades que superan el volumen de consumo local. Durante el 2025 se exportó el 13% de la producción de petróleo crudo Escalante y el 30% de la producción de petróleo crudo Medanito. La Emisora exportó el 23% de su producción de petróleo crudo pesado, mientras que el restante petróleo crudo producido fue utilizado en su refinería en Campana.

- *Amplia capacidad de distribución y comercialización*. La Emisora es la tercera participante más importante en el mercado argentino de productos de petróleo refinados en términos de ventas. La Emisora vende sus productos refinados a través de su división minorista y su división *business-to-business* (que incluye ventas a clientes industriales y mayoristas, clientes de los sectores de aviación y marítimo, y ventas de lubricantes y productos químicos). La Emisora cuenta con cuatro terminales para despacho de productos y una red de distribución terrestre de terceros transportistas que abastece a sus estaciones de servicio minoristas en todo el país, lo que le permite distribuir sus productos a escala nacional, así como tres terminales de carga en los principales aeropuertos de la Argentina. Asimismo, cuenta con una red de 567 estaciones de servicio y 62 estaciones de Agroservicio, que están en constante proceso de optimización.

- *Estructura de capital conservadora y gestión financiera prudente*. La Emisora ha mantenido una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y los países en los que opera. Asimismo, la Emisora mantiene una de las más altas calificaciones de crédito corporativas internacionales en la Argentina. Si bien sus planes incluyen importantes gastos de capital durante cada año en relación con sus actividades de exploración y desarrollo y sus inversiones en su refinería, la Emisora ha manejado estos requerimientos de capital con un alto nivel de liquidez y variadas fuentes de financiación.

- *Dirección calificada y accionistas comprometidos*. La gran experiencia de su equipo le ha permitido a la Emisora lograr sólidos resultados operativos, aún en los ciclos más desafiantes para el sector, y desarrollar una relación sólida y de colaboración con sus socios y entes reguladores del sector. Asimismo, la Emisora combina la experiencia y la capacidad de sus socios, BP y BC, que han contribuido a su sólido rendimiento, combinando la experiencia tecnológica y operativa de BP con el conocimiento del país y de la región de BC. La Emisora entiende que el soporte continuo, la vasta experiencia y los conocimientos tecnológicos de sus socios son una ventaja competitiva significativa para su negocio.
- *Prácticas ambientales y sociales responsables*. La Emisora está fuertemente comprometida a contribuir al desarrollo económico, social y cultural, así como a emprender esfuerzos de preservación del medio ambiente, en las áreas en las que opera. Ha desarrollado e implementado procesos de gestión efectiva para obtener mejoras en su desempeño en materia de salud, seguridad y medio ambiente. También ha desarrollado una sólida relación positiva con las comunidades locales de cada una de sus áreas de operación. El compromiso de la Emisora con el desarrollo sustentable de sus operaciones se ve demostrado por su apoyo a las comunidades a través de las diversas actividades de desarrollo social focalizadas en áreas claves tales como la educación, la salud, el trabajo y el medio ambiente. La Emisora ha unido también a una serie de entidades no gubernamentales para identificar oportunidades de mayores inversiones e impactos sociales.

IV. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

a) Directores o Administradores y Gerencia

Representante Legal de la Sucursal

El Representante Legal de la Sucursal es el Sr. Gonzalo Alfredo Fratini Lagos, CUIT: 20-23235125-0. El Sr. Fratini Lagos, CUIT: 20-23235125-0, fue designado en su cargo el 15 de febrero de 2024, con efectos a partir del 1 de abril de 2024, y con vencimiento el 31 de marzo de 2027. La mencionada designación se encuentra inscripta en la IGJ con fecha 4 de abril de 2024, bajo el Nº 248 del Libro 63 tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero.

El Sr. Fratini Lagos es el Vicepresidente de Asuntos Legales y Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Ocupó diversos cargos gerenciales en Pan American, incluyendo el de Gerente Ejecutivo de Cumplimiento de Negocios. El Sr. Fratini Lagos es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un Máster en Derecho de Columbia University School of Law.

Gerencia de Primera Línea de la Sucursal

La gerencia de primera línea está a cargo de la implementación y ejecución de todos los objetivos a corto plazo y estratégicos de la Sucursal. A continuación se detallan los gerentes de primera línea de la Sucursal a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Cargo	Edad	Fecha de Designación
Marcos Bulgheroni	20-22993063-0	Director Ejecutivo (CEO)	53	23/01/2018
Francisco Villarreal	20-96117067-3	Director de Asuntos Financieros (CFO)	59	01/01/2021
Fang Ding	20-95781211-1	Vicepresidente Ejecutivo Sr. (COS)	51	01/09/2024
Fausto Caretta	20-22675315-0	Director Gerente de Operaciones *Upstream*	53	01/12/2023
Luis Alberto Aires Dupre	20-96106469-5	Director Gerente de Operaciones *Downstream*	59	01/01/2021
Sandra Vaimberg	27-20831984-7	Directora de Auditoría Interna	56	01/04/2025
Juan M. Bulgheroni	20-24042771-1	Vicepresidente de Estrategia y Planeamiento *Upstream*	51	30/10/2011
Gerardo Doria	20-22364257-9	Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Norte	54	01/04/2025
Tomás G. Catzman	20-31422469-9	Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Sur	41	01/08/2025
Daniel F. Felici	20-24030078-9	Vicepresidente de Relaciones Institucionales *Upstream* y Asuntos Públicos Corporativos	51	23/11/2015
Gonzalo A. Fratini Lagos	20-23235125-0	Vicepresidente de Asuntos Legales, Ética y Cumplimiento Normativo	52	01/12/2017
Rodolfo E. Berisso	20-12274292-0	Vicepresidente Ejecutivo de Administración, Finanzas, Estrategia y Planificación	69	01/11/2012
Romina Cavanna	27-21535295-7	Vicepresidente de Recursos Humanos y Relaciones Laborales	55	01/04/2015
Rubén A. Morgani	20-18521983-7	Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE)	58	01/10/2021
Agustín Agraz	20-24551558-9	Vicepresidente de Relaciones Institucionales *Downstream*	50	23/01/2018
Rodolfo Freyre	20-24560841-2	Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios	50	12/02/2015
Marcelo A. Gioffre	20-16930225-2	Vicepresidente de Cadena de Abastecimiento y Seguridad Patrimonial	61	15/01/2015

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Cargo	Edad	Fecha de Designación
Arturo D. Mouriño	20-27778538-3	Vicepresidente de Ingeniería y Construcciones	46	01/04/2025
Sandra L. Yachelini	27-16031300-0	Vicepresidente de Ventas y Marketing de *Downstream*	63	25/09/2017
Arturo D. Mouriño	20-27778538-3	Vicepresidente de Operaciones *Downstream (ad-interim)*	46	01/01/2021
Diego M. Maffeo	20-20891545-4	Vicepresidente de Transformación y Tecnología	56	06/09/2021
Daniel G. Ciaffone	23-18046969-9	Vicepresidente de Abastecimiento Integrado y Trading	59	01/12/2022

El domicilio comercial de los miembros de la gerencia de primera línea es Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

A continuación se incluye una breve descripción biográfica de los gerentes de primera línea.

Marcos Bulgheroni. Se desempeña como director y Director Ejecutivo del Grupo (CEO) de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo de Pan American y Vicepresidente de Bridas Energy Holdings Ltd. ("BEH"). El Sr. Bulgheroni es economista egresado de la Universidad de Yale y tiene un Máster en Administración de Empresas (MBA) de Columbia Business School.

Francisco Villarreal. El Sr Villarreal es Ingeniero egresado de la Universidad de los Andes de Colombia y cuenta con un Máster en Economía de The London School of Economics and Political Science (LSE). Adicionalmente obtuvo un Máster en Administración de Empresas (MBA) en INSEAD y es miembro acreditado de The Association of Corporate Treasurers. El Sr Villarreal inició su carrera en BP en 1990 en Londres, y desde entonces tuvo diversas asignaciones en Finanzas, Tesorería, M&A, Químicos y Comercialización de Gas y Energía en diversos lugares incluyendo Bruselas, Madrid, Moscú, Singapur y ahora Buenos Aires.

Fang Ding. El Sr. Ding se desempeña como *Chief of Staff* (COS) de Pan American desde mayo 2017 y ha trabajado con China National Offshore Oil Corporation ("CNOOC") por 28 años. El Sr. Ding es geólogo egresado de Northwest University of China.

Fausto Caretta. El Sr. Caretta es el Director Gerente de Operaciones *Upstream* de la Sucursal. Cuenta con una sólida experiencia internacional en la industria de *Oil & Gas*. Comenzó su trayectoria en YPF, en operaciones tanto *on-shore* como *off-shore*; y luego desarrolló su carrera en diversas posiciones ejecutivas en Schlumberger. A lo largo de la misma desarrolló su carrera profesional en países tales como Argentina, Estados Unidos, Malasia, Indonesia, Colombia, Emiratos Árabes, Inglaterra y Brasil. El Sr. Caretta es ingeniero mecánico egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Luis Alberto Aires Dupre. El Sr. Aires Dupre es el Director Gerente de Operaciones *Downstream* de la Sucursal desde enero de 2021. Comenzó su carrera profesional en 1991 en BP, en la Refinería Castellón en España. Desde entonces, ha trabajado en diferentes cargos en Madrid, Bruselas, Londres y en la Refinería Carson (California, Estados Unidos de América). Antes de comenzar a trabajar en Pan American, el Sr. Aires Dupre lideraba las operaciones de BP en España como Presidente. El Sr. Aires Dupre es Licenciado en Ciencia Económicas y Empresariales egresado de la Universidad de Valencia.

Sandra Vaimberg. La Sra. Vaimberg es la Internal Audit Director desde abril de 2025. Ha ocupado diversos cargos directivos, entre ellos Gerente Senior del Departamento de Auditoría de KPMG Argentina y Gerente Ejecutiva de Controller de Pan American Energy. Es Contadora Pública de la Universidad de Lomas de Zamora.

Juan M. Bulgheroni. El Sr. Bulgheroni es el Vicepresidente de Estrategia y Planeamiento *Upstream* de la Sucursal. Cuenta con amplia experiencia en cargos gerenciales en diferentes compañías de la industria energética. El Sr. Bulgheroni es ingeniero egresado de la Colorado School of Mines y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Darden School of Business de la Universidad de Virginia.

Gerardo A Doria. El Sr. Doria es Vicepresidente de Producción de Áreas del Sur desde marzo de 2025. Ha ocupado diferentes posiciones en compañías del sector energético desde 2003 y en Pan American Energy desde junio de 2014. El Sr. Doria es Ingeniero Eléctrico y Electrónico de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Tomás G. Catzman. El Sr. Catzman es Vicepresidente de Producción de Áreas del Norte desde Agosto de 2025. Se ha desempeñado en diferentes posiciones en Pan American Energy desde abril de 2008. El Sr. Catzman es Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA).

Daniel F. Felici. El Sr. Felici es el Vicepresidente de Relaciones Instituciones de Operaciones *Upstream* y el Vicepresidente de Asuntos Públicos Corporativos de la Sucursal. Ha ocupado cargos gerenciales en compañías de los Grupos Odebrecht y Pegasus y en Fundación Carolina. El Sr. Felici es Licenciado en Ciencias Políticas egresado de la Universidad Católica Argentina y cuenta con un máster otorgado por la Fundación Iberoamericana de Gobierno y Políticas Públicas y de la Universidad de San Andrés.

Gonzalo A. Fratini Lagos. El Sr. Fratini Lagos es el Vicepresidente de Asuntos Legales, Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Ocupó diversos cargos gerenciales en Pan American, incluyendo el de Gerente Ejecutivo de Cumplimiento de Negocios. El Sr. Fratini Lagos es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un Máster en Derecho de Columbia University School of Law.

Rodolfo E. Berisso. El Sr. Berisso es el Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas de la Sucursal. Trabaja en la industria del petróleo y gas desde el año 1980. Ha ocupado diversos cargos gerenciales en BC y Pan American. El Sr. Berisso es ingeniero industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Romina Cavanna. La Sra. Cavanna es la Vicepresidenta de Recursos Humanos y Relaciones Laborales de la Sucursal. Anteriormente, ocupó diversos cargos gerenciales en Cervecería y Maltería Quilmes y AB Inbev Group. La Sra. Cavanna es Licenciada en Relaciones Públicas egresada de la UADE y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de San Andrés.

Rubén Morgani. El Sr. Morgani es el Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE) de la Sucursal. Desde 1995 ha desarrollado su carrera y ocupado diversos cargos gerenciales en Pan American. Asimismo, fue Vicepresidente de Operaciones Petroleras en el Golfo San Jorge. El Sr. Morgani es Ingeniero Industrial egresado de la Universidad Nacional de Cuyo.

Agustín Agraz. El Sr. Agraz es el Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones *Downstream* de la Sucursal. Cuenta con una amplia experiencia en los departamentos de asuntos públicos. El Sr. Agraz es Psicólogo egresado de la Universidad Argentina John F. Kennedy.

Rodolfo Freyre. El Sr. Freyre es el Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios de la Sucursal. El Sr. Freyre tiene un título en Economía de la Universidad Torcuato Di Tella.

Marcelo A. Gioffre. El Sr. Gioffre es el Vicepresidente de Cadena de Abastecimiento y Seguridad Patrimonial de la Sucursal. Anteriormente se desempeñó como Vicepresidente de Auditoría Interna. El Sr. Gioffre posee un título en Ingeniería Electrónica de la Universidad de Buenos Aires y un Máster en Administración de Empresas de Thunderbird School of Management.

Sandra L. Yachelini. La Sra. Yachelini es la Vicepresidente de Ventas y Marketing de *Downstream* desde 2017. Antes ocupó varias posiciones gerenciales en la industria de software y TI. La Sra. Yachelini es Ingeniera Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Rosario.

Arturo D. Mouriño. El Sr. Mouriño es el Vicepresidente de Ingeniería y Construcciones de la Sucursal desde abril de 2025 y mantiene de forma interina el rol de Vicepresidente de Operaciones *Downstream* que ocupa desde enero de 2021. Tiene experiencia en la industria del petróleo y gas desde 2006. El Sr. Mouriño es Ingeniero Químico de la Facultad de Ingeniería del Ejército (Argentina), y tiene un Máster en Administración de Empresas de la Universidad del CEMA y un Programa de Gerenciamiento Ejecutivo de la Universidad de Buenos Aires.

Diego M. Maffeo. El Sr. Maffeo es el Vicepresidente de Transformación y Tecnología de la Sucursal desde septiembre de 2021. Tiene amplia experiencia en roles ejecutivos en empresas de tecnología para Latinoamérica y mercados emergentes. El Sr. Maffeo es Contador Público de la Universidad de Buenos Aires.

Daniel Gustavo Ciaffone. El Sr. Ciaffone es el Vicepresidente de Abastecimiento Integrado & Trading de la Sucursal desde diciembre de 2022. Tiene experiencia en la industria del petróleo y gas desde 1990 desempeñándose en distintos roles vinculados a áreas comerciales y negocios. Desde su incorporación a Pan American, se ha desempeñado en el área de venta de comercialización y *trading*. El Sr. Ciaffone es Ingeniero Industrial de la Universidad de Buenos Aires y ha obtenido un Máster en Ciencias en Stanford University.

Directorio de Pan American Energy Group

Pan American Energy Group es el único accionista de Pan American. El actual directorio de Pan American Energy Group está compuesto por ocho directores, que permanecen en sus cargos hasta su renuncia o remoción. Los directores de Pan American Energy Group a la fecha del presente Prospecto son los siguientes:

Nombre	Cargo
Alejandro P. Bulgheroni	Presidente y Director
William Lin	Vicepresidente y Director
Marcos Bulgheroni	Director
Fang Ding	Director
Dan Shao	Director
Francisco Villarreal	Director
Andrés Manuel Guevara de la Vega	Director
Luis Alberto Aires Dupre	Director

A continuación se incluye una breve descripción biográfica del Directorio de Pan American Energy Group.

Alejandro P. Bulgheroni. El Sr. Bulgheroni se desempeña como presidente y director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Previamente, fue presidente de Pan American desde 1997 e integrante de su Comité Directivo. También es presidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es ingeniero industrial graduado de la Universidad de Buenos Aires.

William Lin. El Sr. Lin es director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Asimismo, se desempeña como Vicepresidente Ejecutivo, Regiones, Ciudades y Soluciones de BP. Cuenta con amplia experiencia en la industria energética en diversas regiones, habiendo trabajado en el sector durante 30 años. El Sr. Lin es ingeniero y posee una maestría, ambos títulos otorgados por la State University of New York en Stony Brook.

Marcos Bulgheroni. El Sr. Bulgheroni es director y Director Ejecutivo del Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo de Pan American y vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es licenciado en Economía graduado de la Universidad de Yale y posee una Maestría en Administración de Empresas que obtuvo en la Escuela de Negocios de Columbia.

Fang Ding. El Sr. Ding es Director de Personal de Pan American desde mayo de 2017 y trabaja en CNOOC desde hace 28 años. Es geólogo graduado de la Northwest University of China.

Dan Shao. El Sr. Dan es director de Pan American Energy Group desde diciembre de 2024 y trabaja en CNOOC International Ltd. desde 2021. Es licenciado en Lengua Española graduado de Guangdong University of Foreign Studies y posee una maestría en Economía Mundial que obtuvo en la Renmin University of China.

Francisco Villarreal. El Sr. Villarreal es Ingeniero egresado de la Universidad de los Andes de Colombia y cuenta con un Máster en Economía de The London School of Economics and Political Science (LSE). Adicionalmente obtuvo un Máster en Administración de Empresas (MBA) en INSEAD y es miembro acreditado de The Association of Corporate Treasurers. El Sr Villarreal inició su carrera en BP en 1990 en Londres, y desde entonces tuvo diversas asignaciones en Finanzas, Tesorería, M&A, Químicos y Comercialización de Gas y Energía en diversos lugares incluyendo Bruselas, Madrid, Moscú, Singapur y ahora Buenos Aires.

Andrés Manuel Guevara de la Vega. El Sr. Guevara de la Vega es director de Pan American Energy Group desde junio de 2024. Es ingeniero en producción graduado de la Universidad Simón Bolívar y posee una Maestría en Administración de Empresas que obtuvo en la Escuela de Negocios Booth de la Universidad de Chicago. Cuenta con más de 25 años de experiencia en BP, donde ha desempeñado distintos cargos, más recientemente como presidente de BP España y, actualmente, como presidente de BP Brasil y BP Bioenergy.

Luis Alberto Aires Dupre. El Sr. Aires Dupre es el Director Gerente de Operaciones *Downstream* de la Sucursal desde enero de 2021. Comenzó su carrera profesional en 1991 en BP, en la Refinería Castellón en España. Desde entonces, ha trabajado en diferentes cargos en Madrid, Bruselas, Londres y en la Refinería Carson (California, Estados Unidos de América). Antes de comenzar a trabajar en Pan American, el Sr. Aires Dupre lideraba las operaciones de BP en España como Presidente. El Sr. Aires Dupre es Licenciado en Ciencia Económicas y Empresariales egresado de la Universidad de Valencia.

Auditores

Los Estados Financieros de la Emisora por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2025, que fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB"), han sido auditados por Price Waterhouse & Co S.R.L., miembro de PriceWaterhouseCoopers

International Limited, una firma de contadores públicos registrada e independiente, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina.

Los auditores de la Emisora por los tres ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2025 fueron los siguientes:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Sociedad	Domicilio	Auditor Certificante
2024	Price Waterhouse & Co S.R.L.	Bouchard 557 8° Piso	Hernán Pablo Rodríguez Cancelo
2025	Price Waterhouse & Co S.R.L.	Bouchard 557 8° Piso	Hernán Pablo Rodríguez Cancelo

Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, de Price Waterhouse & Co S.R.L., matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 371 y Folio 009. Su DNI es 21.478.674 y su CUIT es 20-21478674-6.

b) Remuneración

La remuneración total pagada al personal clave de la Administración de la Sucursal en el año 2025 ascendió a Ps.40.525 millones. La Sucursal, la Compañía y sus subsidiarias no han celebrado ningún otro acuerdo que prevea beneficios o remuneraciones a ninguno de los directores de Pan American o gerentes de primera línea de la Sucursal con posterioridad al vencimiento de su mandato o ante su retiro.

c) Información sobre participación accionaria

El Representante Legal y los gerentes de primera línea no son tenedores de acciones de la Compañía. Asimismo, no existen convenios con empleados de la Compañía sobre participaciones en el capital.

Para información sobre la estructura accionaria de Pan American véase "*Estructura del Emisor, Accionistas y partes relacionadas—Accionistas principales*".

d) Otra información relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

La Emisora por ser una sucursal no posee órgano de administración, comité de fiscalización ni comités especiales. La Sucursal cuenta con un Representante Legal.

e) Gobierno Corporativo

No Aplicable.

f) Empleados

La fuerza laboral total de la Sucursal está compuesta por empleados permanentes y temporarios. Al 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, la Sucursal tenía 5.299, 5.234 y 4.709 empleados, respectivamente.

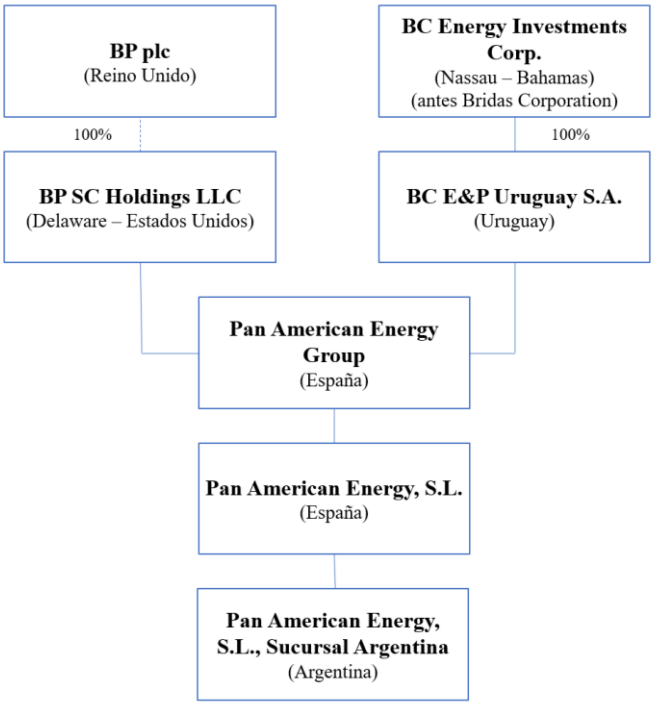
Aproximadamente el 56% de los empleados de la Sucursal están representados por los sindicatos que negocian convenios de trabajo y los salarios aplicables a la Sucursal. Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, la Sucursal no está en condiciones de asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en su contra por indemnización invocando algunos precedentes de la justicia del trabajo en Argentina que reconocieron la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual la persona prestó servicios bajo ciertas circunstancias.

Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, la Sucursal no puede asegurar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en su contra por indemnización invocando algunos precedentes de la justicia del trabajo en Argentina que reconocieron la responsabilidad solidaria entre el contratista y la entidad a la cual la persona prestó servicios bajo ciertas circunstancias.

V. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

El siguiente cuadro detalla la estructura de la titularidad de la Compañía:



Pan American reseña histórica

Pan American es una compañía integrada de energía líder en la industria, que desarrolla operaciones de *upstream* y de *downstream* en la Argentina, así como operaciones de *upstream* en Bolivia y México. Pan American se dedica principalmente a la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo crudo y gas natural, a la refinación de petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados y servicios petroleros.

En 2024, Pan American fue la mayor productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país, y la principal exportadora de petróleo de la Argentina, en cada caso, en términos de volumen, según datos publicados por el IAPG. El mismo año Pan American poseyó la cuarta refinería más importante de la Argentina en términos de capacidad de procesamiento de crudo, según datos publicados por la SE.

La Compañía se ha concentrado tradicionalmente en la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas convencional en Argentina y Bolivia, inclusive en su área principal, Cerro Dragón, situada en la Argentina, que produce “Escalante”, una mezcla de petróleo crudo dulce con bajo contenido de azufre. La Compañía también se encuentra enfocada en reservorios no convencionales, en particular exploración y producción de *tight* gas y *shale* (petróleo y gas) en la formación Vaca Muerta en la Argentina, así como en desarrollos *offshore* en el sur de la Argentina, y en aguas someras fuera de la costa de México, donde apunta a diversificar sus operaciones como uno de los primeros participantes en la privatización del sector de petróleo y gas de México. Asimismo, la Compañía se ha involucrado selectivamente en proyectos de energía renovable en la Argentina y Brasil.

Pan American, cuyas compañías predecesoras llevan más de sesenta años funcionando en Argentina, es una alianza estratégica 50/50 entre BP y BC Energy Investments Corp., antes conocida como BC. Por su parte, BC es de titularidad de BEH y CNOOC, con una tenencia del 50% cada una.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas a Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de Pan American. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió la totalidad de sus activos y pasivos, en calidad de empresa en marcha, a la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 de la Argentina

(transferencia de fondo de comercio). Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal.

La Compañía considera que la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a su Sucursal contribuye a una mejor alineación de los intereses de sus accionistas BP y BC y le otorga mayor flexibilidad para optimizar su oferta de productos en respuesta a las condiciones del mercado.

La Compañía a través de la Sucursal llevó adelante la ampliación y modernización de la refinería de Campana, que a su criterio le permitirá abastecer el crecimiento esperado en la demanda de diésel y nafta en Argentina durante la próxima década. La Sucursal también amplió y renovó la imagen de su red de estaciones de servicio, con el objeto de mejorar sus capacidades de comercialización a fin de consolidar su cobertura nacional.

La Sucursal posee una de las calificaciones corporativas de riesgo más altas de la Argentina y es una de las pocas entidades locales con una calificación corporativa internacional que supera la calificación soberana de la Argentina, lo cual, a juicio de la Compañía, refleja una sólida estructura de participación accionaria, una posición de mercado firme, una base importante de reservas a largo plazo, antecedentes en el mantenimiento de un nivel conservador de endeudamiento financiero, al mismo tiempo que mantiene un costo competitivo de extracción y desarrollo, y la capacidad para enfrentar pagos en Dólares Estadounidense de su deuda. A la fecha del presente Prospecto, Pan American tenía una calificación de riesgo internacional en moneda extranjera de B3 de parte de Moody's y BB- de parte de Fitch Ratings.

Antecedentes de Pan American

Alianza Estratégica

Pan American fue constituida como sociedad continuadora de las actividades de Amoco Argentina Oil Company, luego del anuncio de una alianza estratégica entre BC, y Amoco Corp. (actualmente BP) el 7 de septiembre de 1997. Como resultado de la alianza, BC aportó a Pan American algunos de sus activos en la Argentina, creando la segunda productora de gas y petróleo más importante de la Argentina. Como parte de la operación, BC también adquirió una participación minoritaria en las operaciones de Amoco Corp. en Bolivia. Al inicio de sus operaciones, Pan American tenía reservas certificadas por aproximadamente 1,1 mil millones de boe y una producción de aproximadamente 115.000 boepd.

Amoco Corp. y BC celebraron la alianza estratégica para mejorar los negocios de ambas compañías combinando las fortalezas y los recursos de dos empresas de energía exitosas de la región. Todos los activos aportados por Amoco Corp. estuvieron relacionados con la producción de petróleo, con una fuerte capacidad de generación de fondos en el corto y mediano plazo, en tanto que los activos aportados por BC suministraron una cantidad significativa de reservas de gas no desarrolladas para capitalizar las oportunidades de crecimiento locales y regionales. La alianza también se vio beneficiada por los conocimientos de la industria en el ámbito local y regional de BC y la solidez financiera y las reconocidas capacidades técnicas de Amoco Corp. En 1999, Amoco Corp. se fusionó con BP.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas a Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de la Compañía.

El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos, los cuales fueron integrados en la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 de la Argentina (transferencia de fondo de comercio) en relación con la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal.

Con fecha 15 de octubre de 2021, Axion Argentina trasladó su domicilio social a Madrid, España, con mantenimiento de su personalidad jurídica, y posteriormente, con fecha 31 agosto de 2022, Pan American absorbió por fusión a Axion Argentina sucediendo íntegramente a título universal a esta última en todos sus bienes, derechos y obligaciones, entendiéndose transmitido el patrimonio de ésta última a Pan American.

Estructura societaria

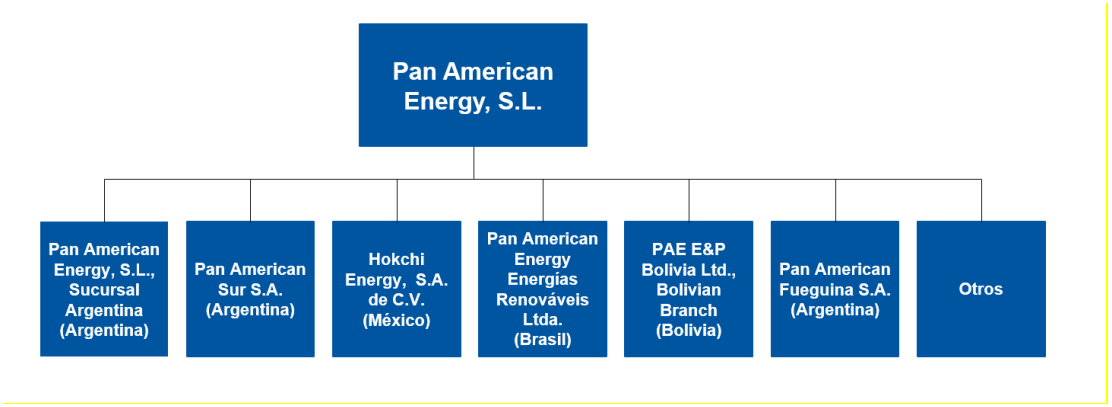
Los activos y pasivos de Pan American se hallan distribuidos entre la Sucursal y otras subsidiarias principales:

- la Sucursal, que posee prácticamente todos los activos de exploración y producción de hidrocarburos en la zona continental de la Argentina, como también los activos de refinación, distribución y comercialización en la Argentina y es la obligada principal respecto de la mayor

parte de la deuda financiera consolidada de Pan American;

- Pan American Sur S.A., que posee los activos de exploración y producción de hidrocarburos *onshore* y *offshore* en la Provincia de Tierra del Fuego Antártida e Islas del Atlántico Sur (la "Provincia de Tierra del Fuego") y en la jurisdicción federal Argentina y posee una participación en el proyecto de construcción del oleoducto Vaca Muerta Sur;
- PAE E&P Bolivia Ltd., la cual posee, a través de su sucursal en Bolivia, una participación en el área Caipipendi, mediante un contrato operativo con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB");
- Hokchi Energy S.A. de C.V. ("Hokchi Energy"), la cual posee participaciones en tres áreas a través de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida celebrados con la CNH respecto a (i) el área Hokchi con una participación del 55%, en consorcio con AEI Hidrocarburos, S.A. de C.V. con un 8% y con las siguientes subsidiarias de Harbour Energy: Sierra Blanca P&D, S. de R.L. de C.V. con un 7%, Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V. con un 20%, Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V. con un 3% y Sierra Perote E&P, S. de R.L. de C.V. con un 7%; y (ii) el área 31 con una participación del 75%, en consorcio con la afiliada Xaxamani Energy, S. de R.L. de C.V. que detenta el restante 25%; y (iii) el área 34 con una participación del 15%, en consorcio con subsidiarias de BP y Total S.A. (este área está actualmente en proceso de devolución a las autoridades de hidrocarburos de México);
- Pan American Fueguina S.A., que posee una participación en (i) Parque Eólico del Sur S.A., una sociedad dedicada a la generación de energía eólica; y (ii) Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. para el desarrollo de dos proyectos de generación de energía eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut; y
- Pan American Energy Energias Renováveis Ltda., que posee, indirectamente, 10 vehículos de propósito especial que operan Novo Horizonte, una instalación de generación de energía eólica ubicada en el Estado de Bahía, Brasil.

El siguiente cuadro ilustra las subsidiarias directas e indirectas más importantes de Pan American[(1)]:



(1) Incluye subsidiarias de propiedad absoluta.
"Otros" incluye proyectos de gas natural licuado, servicios de construcción y servicios petroleros y participaciones minoritarias en operaciones de *midstream y downstream*.

b) Accionistas principales

Pan American tiene 2.093.033.000 acciones de un Euro (€1) de valor nominal cada una y correlativamente numeradas de 1 a 2.093.033.000, ambos incluidos, las cuales son de titularidad de Pan American Energy Group, que a su vez es de titularidad indirecta de BC y BP, cada una de las cuales posee una tenencia del 50%.

La relación entre los socios de Pan American Energy Group se detalla en el estatuto y en el acuerdo de accionistas de la sociedad, los cuales establecen entre otras cuestiones: (i) un directorio conformado por ocho miembros, cuatro de los cuales son designados por BP, mientras que los cuatro restantes son designados por BC, (ii) una política de dividendos que sugiere la distribución de un 25% del resultado neto consolidado de Pan American a partir del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, salvo que las partes acuerden otro monto, y (iii) cuestiones que requieren la aprobación por porcentajes específicos de sus socios, junto con cuestiones que requieren aprobación del Directorio, en cada caso con el quórum y la mayoría necesarios, y cuestiones que se delegan al Director Ejecutivo del Grupo.

BP plc[42]

BP es una de las compañías integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con un activo que supera los US$278,5 mil millones y una capitalización de mercado de aproximadamente US$90 mil millones al 31 de diciembre de 2025. Al 31 de diciembre de 2025, contaba con reservas netas probadas de 6.191 millones de boe, 56% de las cuales correspondían a petróleo y condensados. Durante 2025, su volumen promedio de producción diaria mundial alcanzó 1,2 mmbbl de petróleo crudo y 6,5 bcf de gas natural. BP opera en 61 países alrededor del mundo.

BP, es una sociedad incorporada y domiciliada en el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, como una Public Limited Company, la cual no se encuentra sujeta a prohibición legal alguna en su lugar de constitución.

Las acciones ordinarias de BP se encuentran listadas en el London Stock Exchange, Börse Frankfurt, Hamburg Börse, Dusseldorf Stock Exchange, y en New York Stock Exchange. Para mayor información sobre BP, véase el informe anual de BP bajo el formulario 20-F, publicado en el sitio web de la SEC, publicado el 6 de marzo de 2026, bajo el siguiente link: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/313807/000031380726000006/bp-20251231.htm .

BC Energy Investments Corp. (anteriormente denominada Bridas Corporation)

BC es una sociedad holding internacional dedicada principalmente a la industria de petróleo y gas, que se dedica, a través de sus subsidiarias, a cuatro segmentos principales: (i) exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas; (ii) refinación, comercialización y transporte de petróleo y derivados del petróleo; (iii) almacenamiento, tratamiento, procesamiento y distribución de gas y petróleo; y (iv) generación de energía eléctrica.

BC comenzó a operar en la industria de petróleo y gas en Argentina en el año 1959 y se convirtió en la segunda productora de gas natural más importante del país, antes de que se formara Pan American.

En 2010, la controlante de BC, BEH, celebró un acuerdo con CNOOC en virtud del cual transfirió una participación del 50% en BC a CNOOC, una subsidiaria totalmente controlada por CNOOC Limited.

En 2012, BC adquirió los activos de *downstream* de ExxonMobil en Argentina, Uruguay y Paraguay bajo el nombre Axion Energy.

En 2024, los estados financieros de BC indicaron ventas por US$2,9 miles de millones y una pérdida neta por US$143,0 millones. BC, es una sociedad incorporada bajo las leyes de la Mancomunidad de las Bahamas, la cual no se encuentra sujeta a prohibición alguna en su lugar de constitución, siendo sus accionistas BEH, con una participación del 50% en BC, mientras que el restante 50% es de titularidad de CNOOC.

BEH, es una sociedad existente bajo las leyes de la Mancomunidad de las Bahamas, la cual no se encuentra sujeta a prohibición alguna en su lugar de constitución, siendo su beneficiario final la familia Bulgheroni y su directorio está presidido por Alejandro P. Bulgheroni.

CNOOC Limited es el productor *off-shore* de gas natural y petróleo más grande de China y una de las compañías de exploración y producción de hidrocarburos más importante del mundo.

CNOOC Limited, es una sociedad incorporada y domiciliada en Hong Kong, como una sociedad limitada, la cual no se encuentra sujeta a prohibición legal alguna en su lugar de constitución. CNOOC Limited es una compañía listada en la Bolsa de Valores de Hong Kong y en Shanghai S.E.

La información financiera de CNOOC se encuentra disponible en su sitio web institucional bajo el siguiente link: https://www.cnoocltd.com/english/investorrelations/reports/annualreport/

Diferencias en los derechos a voto

Nuestros principales accionistas no tienen derechos a voto diferentes.

Acuerdos de cambio de control

No existen acuerdos que en alguna fecha posterior puedan dar como resultado un cambio en el control.

c) Transacciones con partes relacionadas

El movimiento neto de las operaciones y el saldo con Pan American se exponen en el estado de cambios en el patrimonio de los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2025.

[42] Nota: La información incluida en la presente sección corresponde a información de registros públicos.

Se detallan a continuación las operaciones y los saldos con sociedades relacionadas:

Operaciones

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (en millones de Pesos)			
	Ventas	**Servicios prestados**	**Compras y servicios recibidos**	**Intereses perdidos, netos**
- Controladas por Pan American	20.453	12.423[(1)]	122.606	(2.713)[(3)]
- Otros	110.407	11.241	229.598[(2)]	-
Total	130.860	23.664	352.204	(2.713)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024			
	Ventas	**Servicios prestados**	**Compras y servicios recibidos**	**Intereses perdidos, neto**
- Controladas por Pan American	4.197	10.342[(1)]	106.348	(14.819)[(3)]
- Otros	183.831	5.696	102.070[(2)]	–
Total	**188.028**	**16.038**	**208.418**	**(14.819)**

[(1)] Corresponde a recupero de gastos por servicios técnicos y administrativos.
[(2)] Incluye regalías por uso de marca por 9.546 y 7.513 al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.
[(3)] Está compuesto por intereses perdidos por 2.753 neto de intereses ganados por 40.
[(4)] Está compuesto por intereses perdidos por 14.952 neto de intereses ganados por 133.

Saldos

	Al 31 de diciembre de 2025 (en millones de Pesos)				
	Otros créditos Corrientes	**Otros créditos No corrientes**	**Créditos por ventas Corriente**	**Préstamos Corrientes**	**Cuentas por pagar Corrientes**
- Controladas por la Pan American					
En pesos	3.757	61	186	-	39.125
En Dólares Estadounidenses	12.697	-	-	148.537	31.322
Total	16.454	61	186	148.537	70.447
- Otras:					
En pesos	1.093	-	2	-	1.174
En Dólares Estadounidenses	13.494	60.389	-	8.780	22.105
Total	14.587	60.389	2	8.780	23.279
En pesos	4.850	61	188	-	40.299
En Dólares Estadounidenses	26.191	60.389	-	157.317	53.427
Total	31.041	60.450	188	157.317	93.726

	Al 31 de diciembre de 2024 (en millones de Pesos)				
	Otros créditos Corrientes	**Otros créditos No corrientes**	**Créditos por ventas Corrientes**	**Préstamos Corrientes**	**Cuentas por pagar Corrientes**
- Controladas por la Pan American					
En pesos	1.237	31	104	–	17.550
En Dólares Estadounidenses	7.052	–	–	62.582	12.964

	Al 31 de diciembre de 2024 *(en millones de Pesos)*				
	Otros créditos Corrientes	**Otros créditos No corrientes**	**Créditos por ventas Corrientes**	**Préstamos Corrientes**	**Cuentas por pagar Corrientes**
Total	**8.289**	**31**	**104**	**62.582**	**30.514**
- Otras:					
En pesos	357	–	3	–	929
En Dólares Estadounidenses	5.498	53.912	–	9.944	35.557
Total	**5.855**	**53.912**	**3**	**9.944**	**36.486**
En pesos	1.594	31	107	–	18.479
En Dólares Estadounidenses	12.550	53.912	–	72.526	48.521
Total	**14.144**	**53.943**	**107**	**72.526**	**67.000**

Las compensaciones del personal clave de la administración de la Sucursal son las siguientes:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2025	**2024**
	(en millones de Pesos)	
Beneficios de corto plazo	36.231	33.470
Beneficios de terminación y post empleo	4.294	6.524
Total	**40.525**	**39.994**

d) Otra información con partes relacionadas

No Aplicable.

VI. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

Los activos fijos (propiedad, planta y equipo) de la Sucursal para el desarrollo de sus operaciones de *upstream* incluyen inversiones de exploración, evaluación y de desarrollo que le permiten explorar y desarrollar reservas de hidrocarburos en las áreas en donde participa. Los derechos de exploración y explotación se incluyen en activos intangibles.

Las inversiones de exploración y evaluación incluyen los derechos de exploración y explotación de las áreas, los costos de perforación de pozos exploratorios, estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad.

Las inversiones de desarrollo incluyen los costos de perforación de pozos de desarrollo, las intervenciones realizadas en pozos que desarrollan reservas y/o incrementan la producción y la adquisición e instalación de plantas de producción y maquinarias para llevar a cabo el proyecto.

Para más información sobre los activos fijos de la Sucursal utilizados en el negocio de *upstream*, véase "*Información sobre la Emisora— Operaciones de upstream*" en este Prospecto.

Los activos fijos de la Sucursal para el desarrollo de las operaciones de *downstream* incluyen la refinería de Campana, en la cual la Sucursal también posee una planta de mezcla de aceites con muelle y tanques exclusivos donde se realiza la mezcla de bases lubricantes importadas y aditivos, terminales de distribución de combustibles ubicadas en Campana, Puerto Galván, Caleta Paula y San Lorenzo, tres terminales de carga en los principales aeropuertos de la Argentina (Ezeiza, Aeroparque y Córdoba), la estación de transporte Brandsen y estaciones de servicio que funcionan bajo el nombre "AXION energy".

Para más información sobre los activos fijos de la Sucursal utilizados en el negocio de *downstream*, véase "*Información sobre la Emisora— Operaciones de downstream*" en este Prospecto.

VII. ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL

Estados financieros y otra información contable

Estados Contables

El Prospecto incluye información sobre los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora y sus notas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, todos confeccionados de acuerdo con las NIIF, los cuales a partir del ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018, incluyen la información financiera de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina, como consecuencia de la transferencia de las operaciones de *downstream* de petróleo y gas de Axion Argentina a la Sucursal, ocurrida el 1 de abril de 2018. Para más información sobre la transferencia de las operaciones de *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal, véase "*Información sobre la Emisora—Adquisición o enajenación de algún activo importante fuera del curso ordinario de los negocios*".

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora referidos en el presente se encuentran publicados en www.argentina.gob.ar/cnv (el "Sitio Web de la CNV") bajo los IDs 3494973 y 3165144, respectivamente.

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2025 y el 31 de diciembre de 2024 han sido auditados por Price Waterhouse & Co S.R.L., una firma de contadores públicos registrada e independiente, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina

Definición de EBITDA para la Sucursal

El EBITDA a nivel de la Sucursal, en cualquier fecha de determinación, comprende el resultado operativo más/menos las reversiones de depreciación de propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, el deterioro o recupero neto de activos no financieros y los gastos de exploración.

Redondeo

Se han redondeado ciertas cifras incluidas en el presente Prospecto, con el objeto de facilitar su presentación. Asimismo, las cifras porcentuales incluidas en el presente Prospecto no fueron calculadas en todos los casos sobre la base de tales cifras redondeadas, sino sobre la base de los montos originales, anteriores al redondeo. En consecuencia, las cifras porcentuales incluidas en el presente Prospecto pueden diferir de las que se obtienen realizando los mismos cálculos sobre las cifras que figuran en los estados financieros de la Emisora. Ciertas otras cifras que se incluyen en el presente Prospecto pueden no representar sumas exactas debido al redondeo.

Moneda y Principios Contables

La Sucursal lleva sus libros y registros contables en pesos. Sin embargo, su moneda funcional es el Dólar Estadounidense y, consecuentemente, la información financiera se confecciona en dicha moneda y luego es convertida en pesos, la cual es la moneda de presentación. Los estados financieros de la Sucursal se elaboran de acuerdo a las Normas de la CNV que adoptaron las NIIF emitidas por el IASB y se encuentran disponibles en el Sitio Web de la Emisora, y en el Sitio Web de la CNV, en el ítem "*Empresas—Pan American Energy—Información Financiera*".

a) Estados financieros

Los siguientes cuadros contienen información resumida acerca de la Emisora correspondiente a los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024. Las cifras están expresadas en millones de pesos.

1. *Estado de Resultados y otros resultados*

Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2025	**2024**
INFORMACIÓN DEL ESTADO DEL RESULTADO		
INGRESOS		
Ventas netas y subvenciones del Gobierno	5.893.952	4.340.737
COSTOS Y GASTOS		
Costo de ventas	(4.480.998)	(3.229.217)

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2025	**2024**
Gastos de exploración	(4.917)	(3.366)
Gastos de administración	(520.425)	(451.749)
Gastos de comercialización	(473.417)	(376.934)
(Deterioro) de deterioro de activos no financieros, neto	-	(1.088.433)
Otros ingresos y (egresos) – neto	(30.542)	(6.238)
Deterioro de activos financieros	(4.050)	(3.588)
RESULTADO OPERATIVO– ganancia (pérdida)	**379.603**	**(818.788)**
Otros resultados financieros	(187.721)	(207.154)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	**191.882**	**(1.025.942)**
(Cargo) beneficio por impuesto a las ganancias	(156.857)	1.412.566
GANANCIA NETA DEL EJERCICIO	**35.025**	**386.624**
RESULTADO INTEGRAL DEL EJERCICIO– GANANCIA	3.223.690	1.953.369
EBITDA	**1.596.395**	**1.192.087**
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(412.015)	(323.703)

2. ***Estado de Situación Financiera***

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2025	**2024**
ACTIVO		
Activo corriente	2.279.311	1.985.602
Total del activo no corriente	17.986.567	12.519.775
Propiedad, planta y equipo	17.414.027	12.110.610
Otros activos no corrientes	572.540	409.165
Total del activo	**20.265.878**	**14.505.377**
PASIVO		
Total del pasivo corriente	2.928.710	2.518.476
Total del pasivo no corriente	6.308.421	4.130.461
Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables no corrientes	4.118.002	2.527.122
Otros pasivos no corrientes	2.190.419	1.603.339
Total del pasivo	**9.237.131**	**6.648.937**
PATRIMONIO		
Resultados no asignados – Casa Matriz	7.817.442	5.577.366
Capital asignado	222	222
Ajuste de capital	239	239
Otro resultado integral	3.185.047	2.252.816
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865	21.865
Reserva especial	3.932	3.932
Total del patrimonio	**11.028.747**	**7.856.440**
TOTAL DEL PATRIMONIO Y DEL PASIVO	**20.265.878**	**14.505.377**

3. ***Estado de cambios en el patrimonio***

Para mayor información, véase la sección *"— b) Capitalización y endeudamiento y c) Capital Social*" del

presente Prospecto. La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, respectivamente.

4. ***Estado de flujos de efectivo***

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre	
	2025	**2024**
	(*en millones de pesos*)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	1.195.021	1.290.564
Actividades de inversión	(1.463.166)	(1.604.399)
Actividades de financiación	82.699	739.903
Efecto de la variación de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	298.505	118.569
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	113.059	544.637

a) Principales Indicadores Financieros

	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	2025	**% Aumento (Disminución)**	**2024**
(1) Margen bruto (% de ventas netas) (Ganancia bruta / Ventas netas)	24.0	(1.6)	25,6
(2) Margen operativo (% de Ventas netas) (Resultado operativo / Ventas netas)	6.4	25.3	(18,9)
(3) EBITDA (% de ventas netas) (EBITDA / Ventas netas)	27,1	(0.4)	27,5
(4) Índice de liquidez (Activo corriente /Pasivo corriente)	0,8	0.0	0,8
(5) Inmovilización de capital (Activo no corriente / Total activo)	0,9	0.0	0,9
(6) Solvencia (Patrimonio / Total pasivos)	1,2	0.0	1,2
(7) EBITDA/ Intereses generados por pasivos	3,9	0.2	3,7
(8) Deuda financiera total/ EBITDA (anualizado)	3,4	0.6	2,8
(9) Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,3	0.0	0,3
(10) Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,3	0.0	0,3
(11) Índice de rentabilidad	0,0	(0.1)	0,1

Notas:
(1) Este indicador muestra el margen bruto sobre las Ventas Netas de la Sucursal.
(2) Este indicador muestra el margen operativo sobre las Ventas Netas de la Sucursal.

(3) Se calcula como el cociente entre el EBITDA y las Ventas Netas de la Sucursal.
(4) Se calcula como el cociente entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente. Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros de la Sucursal por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (página 99).
(5) Se calcula como el cociente entre el Activo no corriente y el Total del Activo de la Sucursal. Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros de la Sucursal por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (página 99).
(6) Se calcula como el cociente entre el Patrimonio y el Pasivo Total. Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros de la Sucursal por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (página 99).
(7) Se calcula como el cociente entre el EBITDA y la suma de intereses generados por pasivos.
(8) Se calcula como el cociente entre (a) la suma de Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables neteando los costos de emisión asociados, pasivos por arrendamiento y prima de emisión, tanto corrientes como no corrientes y (b) el EBITDA.
(9) Se calcula como el cociente entre (a) la suma de Préstamos y otras deudas financieras corrientes y Obligaciones Negociables corrientes neteando los costos de emisión asociados corrientes, pasivos por arrendamiento corrientes y prima de emisión corriente y (b) la suma de Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables neteando los costos de emisión asociados, pasivos por arrendamiento y prima de emisión, tanto corrientes como no corrientes.
(10) Se calcula como el cociente entre (a) la suma de Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables neteando los costos de emisión asociados, pasivos por arrendamiento y prima de emisión, tanto corrientes como no corrientes y (b) la suma de Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables neteando los costos de emisión asociados, pasivos por arrendamiento y prima de emisión, tanto corrientes como no corrientes más el Patrimonio.
(11) La información relativa a los Índices de Rentabilidad correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 ha sido calculada considerando el resultado neto dividido por el patrimonio promedio al inicio y al cierre de cada ejercicio. Información proveniente de la Reseña Informativa, punto 6, de los Estados Financieros de la Sucursal por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (página 99).

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de la Sucursal:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2025	**2024**
Total de reservas certificadas[43] (mmbpe)	2.193,0	2.168,3
Total de reservas probadas[44] (mmbpe)	1.376,0	1.380,6
Producción diaria promedio (mbpe[45]	172,2	182,8
Ventas Netas y subvenciones del Gobierno[46] (en millones de Ps.)	5.893.952	4.340.737
EBITDA[47] (en millones de Ps.)	1.596.395	1.192.087
Ganancia Neta (en millones de Ps.)[48]	35.025	386.624
Adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles [49] (en millones de Ps.)	1.509.521	1.653.877

El siguiente cuadro muestra una conciliación de la ganancia neta de la Emisora con el EBITDA por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 y está basado en los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 bajo NIIF:

	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de	
	2025	**2024**
	(en millones de pesos)	
Ganancia Neta	**35.025**	**386.624**
Gastos de exploración	4.917	3.366
Intereses generados por activos	(81.931)	(40.784)
Intereses generados por pasivos	412.015	323.703
Otros resultados financieros	(142.363)	(75.765)

[43] Nota: La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.
[44] Nota: La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.
[45] [45]Nota: El promedio de producción diario de gas incluye los volúmenes reinyectados en el reservorio y consumido en las operaciones y procesado en las plantas de procesamiento de gas.
[46] Nota: Las referencias a las ventas netas y subvenciones se encuentran incluidas en el Estado del Resultado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 (página 3) y 31 de diciembre de 2024 (página 3).
[47] Nota: El EBITDA comprende el resultado operativo más (i) depreciación de propiedad, planta y equipo y (ii) amortización de activos intangibles y el deterioro de activos financieros y no financieros.
[48] Nota: Las referencias a la ganancia neta se encuentran incluidas en los Estados del Resultado correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 (página 3) y el 31 de diciembre de 2024 (página 3).
[49] Nota: La información relativa a la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles se encuentra incluida en el Estado de Flujo de Efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 (página 6) y el 31 de diciembre de 2024 (página 7).

Depreciación de propiedad, planta y equipo, depreciación de activos por derecho a uso y amortización de activos intangibles	1.211.875	919.076
Deterioro neto de activos no financieros	-	1.088.433
Cargo (beneficio) por impuesto a las ganancias	156.857	(1.412.566)
EBITDA	**1.596.395**	**1.192.087**

b) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro presenta la capitalización (incluido el efectivo y equivalentes de efectivo) de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025 confeccionada en millones de pesos y de conformidad con las NIIF:

	Al 31 de diciembre de 2025
	(*en millones de pesos*)
Efectivo y equivalentes de efectivo [(1)]	908.503
Deuda financiera corriente[(2)]: (Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos y otras deudas financieras	803.918
Obligaciones negociables	692.575
Total deuda financiera corriente	**1.496.493**
Deuda Financiera no corriente [(2)]:	
Préstamos y otras deudas financieras	1.621.820
Obligaciones Negociables	2.285.157
Total deuda financiera no corriente	**3.906.977**
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	7.817.442
Capital asignado	222
Ajuste de capital	239
Otro resultado integral	3.185.047
Reserva especial	3.932
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865
Patrimonio	**11.028.747**
Capitalización total de la Sucursal	**16.432.217**

Notas:
(1) Caja y bancos e inversiones en instrumentos de alta liquidez con vencimiento hasta tres meses desde la fecha de su adquisición.
(2) La totalidad del endeudamiento corresponde a deuda sin garantía real.

El siguiente cuadro indica el vencimiento de los pasivos financieros de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025:

	Al 31 de diciembre de 2025				
(Expresado en millones de Pesos)	**Menos de 2 meses**	**Menos de 6 meses**	**Menos de 1 año**	**Mayor a 1 año**	**Total**
Obligaciones negociables	36.632	247.776	409.232	2.287.390	2.981.030
Obligaciones a pagar sin garantía real (netas de costos de emisión asociados)	149.656	290.035	198.190	1.607.425	2.245.306
Préstamos con partes relacionadas	-	48.794	108.523	-	157.317
Pasivos por arrendamientos	10.286	19.931	22.777	223.187	276.181
Cuentas a pagar	990.096			71.706	1.061.802
Total pasivos financieros	**1.186.670**	**606.536**	**738.722**	**4.189.708**	**6.721.636**

El siguiente cuadro indica el vencimiento de los pasivos financieros de la Sucursal al 31 de marzo de 2026:

	Al 31 de marzo 2026				
(Expresado en millones de Pesos)	**Menos de 2 meses**	**Menos de 6 meses**	**Menos de 1 año**	**Mayor a 1 año**	**Total**
Obligaciones negociables	5.468	154.892	422.182	2.625.255	3.207.797
Obligaciones a pagar sin garantía real (netas de costos de emisión asociados)	132.371	128.541	189.836	1.723.076	2.173.824
Préstamos con partes relacionadas	-	63.192	67.334	24.085	154.611
Pasivos por arrendamientos	9.545	16.189	16.341	206.526	248.601
Cuentas a pagar	928.976			69.380	998.356
Total pasivos financieros	**1.076.360**	**362.814**	**695.693**	**4.648.322**	**6.783.189**

A continuación, se expone la variación porcentual del endeudamiento total expresado en relación con los conceptos del siguiente cuadro, desde la fecha de presentación de los Estados Financieros Anuales al 31 de diciembre de 2025 y su evolución hasta el 31 de marzo de 2026:

(Expresado en millones de Pesos)	**31 de diciembre de 2025**		**31 de marzo de 2026**
Activo	20.265.878		19.798.334
Endeudamiento[(1)] / Activo	25,8%		27,2%
Variación porcentual del endeudamiento		1,4%	
Pasivo Total	9.237.131		9.071.728
Endeudamiento[(1)] / Pasivo Total	56,6%		59,3%
Variación porcentual del endeudamiento		2,7%	
Patrimonio Neto	11.028.747		10.726.606
Endeudamiento[(1)] / Patrimonio Neto	47,4%		50,2%
Variación porcentual del endeudamiento		2,8%%	

(1) Es la sumatoria de las Obligaciones Negociables y las Obligaciones a pagar sin garantía real netas de costos de emisión asociados.

LA INFORMACIÓN AL 31 DE MARZO DE 2026 CORRESPONDE A INFORMACIÓN Y REGISTROS INTERNOS DE LA SUCURSAL Y LA MISMA ES PRELIMINAR Y NO SE ENCUENTRA AUDITADA. LA SUCURSAL NO TIENE CONOCIMIENTO DE OPERACIONES PRODUCIDAS ENTRE ESTA FECHA Y LA FECHA DEL PRESENTE PROSPECTO QUE PUDIERAN AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LOS CONCEPTOS MENCIONADOS. LA INFORMACIÓN FINANCIERA INCLUIDA EN LA PRESENTE SECCIÓN ES PRELIMINAR (EXCEPTO POR AQUELLA INFORMACIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025), NO HA SIDO AUDITADA NI REVISADA POR AUDITORES INDEPENDIENTES.

c) Capital social

Monto del capital asignado a la Sucursal

La Sucursal posee actualmente un capital asignado de Ps.221.779.007, producto de dos asignaciones, la primera de ellas de Ps.200.000.000, inscripta en la IGJ el 11 de julio de 2003, bajo el N°1257, Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros, y un aumento posterior a Ps.21.779.007, inscripto en la IGJ el 12 de diciembre de 2005, bajo el N°2106, Libro 58, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

Evolución del capital social en los últimos tres años

No han existido modificaciones en los últimos tres años respecto a la conformación del capital ya descripto en el Prospecto.

d) Cambios significativos

Se hace saber que, salvo por lo mencionado en el presente Prospecto, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los últimos Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora.

e) Reseña y perspectiva operativa y financiera

Los siguientes comentarios y análisis sobre nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación ponen énfasis en cierta información relevante que está incluida en otras secciones de este Prospecto. Estos comentarios no pretenden ser exhaustivos y quizá no incluyan toda la información importante o relevante para usted. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables usted debe leer cuidadosamente la totalidad de este Prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros y las secciones de este Prospecto tituladas "Antecedentes Financieros de la Sucursal" y "Factores de Riesgo". Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que reflejan las expectativas actuales de la Sucursal y conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales y las fechas en las que ocurran los acontecimientos descritos podrían diferir sustancialmente de lo descrito en dichas declaraciones con respecto al futuro debido a una gran cantidad de factores, incluyendo los descritos en la sección titulada "Factores de Riesgo" y en otras partes de este Prospecto.

Panorama General

Los resultados de las operaciones de la Sucursal se ven afectados principalmente por los siguientes factores:

- el volumen de petróleo crudo y gas natural y productos refinados que la Sucursal produce y vende;
- la demanda de petróleo crudo y productos refinados tanto en los mercados locales como internacionales y la demanda de gas natural en el mercado local, y en menor medida, en los mercados regionales;
- los precios locales, regionales e internacionales del petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados;
- las reglamentaciones y acuerdos que impactan en las estrategias de precio de la Sucursal, incluyendo restricciones de precio locales;
- restricciones a la exportación impuestas por el gobierno argentino, incluyendo restricciones a la exportación y requisitos de abastecimiento local y derechos de exportación;
- programas compensatorios y de estímulo del gobierno;
- el costo de las inversiones de capital de la Sucursal y la disponibilidad de financiamiento;
- el tipo de cambio Dólar Estadounidense / peso;
- la inflación;
- las huelgas laborales y otras formas de protestas públicas en Argentina;
- paradas programadas o no programadas de nuestra refinería;
- la dependencia de la red de infraestructura y logística utilizada para entregar sus productos;
- los impuestos;
- las tasas de interés;
- los controles de cambio y de capital;
- crisis o situaciones extraordinarias a nivel global, como por ejemplo la pandemia de coronavirus COVID-19, o el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania o el actual conflicto en Medio Oriente, entre otros, y
- las modificaciones a otras leyes o reglamentaciones que afectan las operaciones de la Sucursal, incluyendo, entre otras, cuestiones ambientales.

Transferencia de los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal

El 1º de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo todos sus activos y pasivos, a la Sucursal. Las partes suscribieron un acuerdo de transferencia definitivo el 27 de marzo de 2018, y el 1º de abril de 2018, la integración fue consumada y las operaciones de *downstream* de petróleo

y gas de Axion Argentina fueron efectivamente transferidas e integradas con la Sucursal.

Con fecha 15 de octubre de 2021, Axion Argentina trasladó su domicilio social a Madrid, España, con mantenimiento de su personalidad jurídica, y posteriormente con fecha 31 agosto de 2022 Pan American absorbió por fusión a Axion Argentina sucediendo íntegramente a título universal a esta última en todos sus bienes, derechos y obligaciones, entendiéndose transmitido el patrimonio de ésta última a Pan American.

Presentación de Información Financiera

Este Prospecto incluye información sobre los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora y sus notas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambos confeccionados de acuerdo con las NIIF.

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2025 y el 31 de diciembre de 2024 han sido auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PriceWaterhouseCoopers International Limited) una firma de contadores públicos registrada e independiente, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina.

Resultado Operativo

Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal

Condiciones Macroeconómicas en la Argentina

Debido a que sustancialmente todas las operaciones, instalaciones y clientes de la Sucursal están ubicados en Argentina, la Sucursal se ve afectada por condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo inflación y fluctuaciones en los tipos de cambio. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno nacional han tenido, y se prevé que seguirán teniendo, un impacto significativo en el negocio de la Sucursal. Véase "*Factores de Riesgo*".

La siguiente tabla establece indicadores económicos clave en Argentina durante los períodos indicados:

	2024	**2025**
Actividad Económica		
PBI Real (pesos de 2004) (% variación)	(1,3)%	4,4%
PBI Real (en mil millones de pesos constantes de 2004)	708.130	739.057
Inversión Nacional Bruta Real (pesos de 2004) (% variación) como % del PBI	(17,2)	16,4
Índices de Precio e Información del Tipo de Cambio		
IPC (medido por el INDEC) (% variación)	117,8%	31,5%
IPC (medido por la Ciudad de Buenos Aires) (% variación)	136,7%	31,8%
IPC (medido por de la Provincia de San Luis) (% variación)	97,8%	32,1%
IPIM (% variación)	67,1%	26,2%
Tipo de Cambio Nominal[(1)] (en Ps./US$ al cierre del período)	1.032,5	1.459,4

Fuentes: Ministerio de Economía, Banco Central e INDEC.

Notas:

(1) Tipos de cambio de referencia mayoristas publicados por el Banco Central (Comunicación "A" 3500 del Banco Central).

Medidas recientes del Gobierno Argentino

Desde su asunción el 10 de diciembre de 2023, el gobierno del presidente Javier Milei ha anunciado y tomado diversas medidas. A continuación, se incluye un breve detalle de las medidas más relevantes:

Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023

El 21 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 70 que introdujo reformas de relevancia en diversos regímenes normativos.

Las principales reformas introducidas por el Decreto 70 se basan en tres ejes centrales:

- se declara la emergencia en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 (posteriormente prorrogada, mediante el Decreto N°942/2025, hasta el 31 de diciembre de 2026),
- se promueve la desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, y
- se busca fomentar la inserción de la República Argentina en el mundo.

El Decreto 70 entró en vigor el 29 de diciembre de 2023. Entre los principales puntos del Decreto 70, cabe destacar las siguientes modificaciones:

- En materia de desregulación económica, entre otros puntos, se derogaron las siguientes leyes y/o artículos:
  - ✓ Ley N°26.992 (Ley de Observatorio de Precios): la referida ley creaba el Observatorio de Precios cuyo objeto era monitorear, relevar y sistematizar los precios y la disponibilidad de insumos, bienes y servicios que son producidos, comercializados y prestados en el territorio de la Argentina y le permitía a dicho ente recomendar requerimientos de información particulares a las empresas.
  - ✓ Ley N°27.221 (Ley de Locación de Inmuebles con fines turísticos): la referida ley establecía que los contratos de locación de inmuebles que se celebren con fines turísticos, descanso o similares y cuyo plazo sea inferior a tres (3) meses se regirían por las normas aplicables al contrato de hospedaje. Desde su derogación se les aplican idénticas normas a todos los contratos de locación (ello en consonancia con el principio de libertad de contratación entre las partes).
  - ✓ Ley N°27.545 (Ley de Góndolas): a partir de dicha ley se establecían determinadas reglas para la exhibición de alimentos, bebidas, productos de higiene personal y artículos de limpieza del hogar en las góndolas de los comercios.
  - ✓ Ley N°20.680 (Ley de Abastecimiento): que le otorgaba a la Secretaría de Comercio la facultad de imponer severas medidas regulatorias como, por ejemplo, la fijación de precios mínimos o máximos (o márgenes de rentabilidad), o la obligación de producir, distribuir y comercializar en niveles o cuotas establecidas por aquélla; ello, además de las sanciones de naturaleza pecuniaria allí establecidas.
  - ✓ Artículo 2 de la Ley N°21.799 (Carta Orgánica del Banco de la Nación Argentina): que establecía que los depósitos judiciales de los Tribunales Nacionales en todo el país (excepto en jurisdicción de la Capital Federal) y ciertos depósitos de fondos en moneda extranjera de organismos del Estado Nacional o empresas con participación estatal debían hacerse en el Banco de la Nación Argentina.
  - ✓ Artículos 5, 7, 8, 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de Ley N°25.065 (Ley de Tarjetas de Crédito): se derogó parcialmente la referida ley con modificaciones que incluyen, entre otros, el cambio de la definición del contrato de tarjeta de crédito, cambios en la definición de tarjeta de crédito (la cual puede ser física o virtual), fijación de obligación de brindar información sobre tasas de interés y su imposibilidad de capitalización en algunos supuestos, entre otras modificaciones.
  - ✓ Artículos 3, 4, 23, 26 y 29 de la Ley N°9.643 (Ley de Certificados de Depósito o Warrants): se sustituyeron diversos artículos que impactan en las operaciones de crédito mobiliario sobre frutos o productos agrícolas.
  - ✓ Ley Nacional N°27.551 (Ley de Alquileres): se derogó totalmente la referida ley reforzando el principio de libertad contractual en la materia.
  - ✓ Código Civil y Comercial de la Nación: se modificaron diversos artículos a fin de otorgar preeminencia al principio de autonomía de la voluntad y garantizar que las obligaciones contraídas en moneda extranjera deban ser canceladas en la moneda pactada, incluyendo los siguientes:
    - Los artículos 765 y 766 del Código Civil y Comercial de la Nación, relativos a las obligaciones de dar dinero, estableciendo que: (i) el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no de curso legal, y (ii) los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes;

- El artículo 958 del Código Civil y Comercial de la Nación relativo a la libertad de contratación, estableciendo que (i) las partes son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido dentro de los límites impuestos por la ley o el orden público, y (ii) las normas legales siempre son de aplicación supletoria a la voluntad de las partes, aunque la ley no lo determine en forma expresa para un tipo contractual determinado, salvo que la norma sea expresamente imperativa y siempre con interpretación restrictiva; y
- El artículo 960 del Código Civil y Comercial de la Nación, estableciendo que los jueces no tendrán facultades para modificar las estipulaciones de los contratos, excepto que sea a solicitud de una de las partes cuando lo autoriza la ley.

✓ Se introdujeron modificaciones, entre otras, en materia de comercio exterior (incluyendo modificaciones al Código Aduanero), bioeconomía, minería (se promueve la derogación del Sistema Nacional del Comercio Minero y del Banco de Información Minera), energía (en materia de hidrocarburos se derogó el Decreto N°1060/2000 que establecía plazos máximos de duración de los contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles celebrados entre compañías petroleras y/o proveedoras de combustibles, y quienes exploten estaciones de servicio), y aspectos relativos a la industria aerocomercial, salud, comunicación y turismo. Asimismo, el Decreto 70 facultó a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. En esta línea, mediante el Decreto 70, la Secretaría de Energía se encuentra facultada para definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios.

- En materia de reforma del Estado, entre otros puntos, se resolvió la derogación y/o modificación de los siguientes cuerpos normativos:
  - ✓ Decreto-ley N°15.349/46 (Régimen de sociedades de economía mixta).
  - ✓ Ley N°13.653 (Régimen de funcionamiento de empresas del Estado).
  - ✓ Ley N°14.499 (Ley de haberes a los jubilados y pensionados aplicables a cajas nacionales).
  - ✓ Ley N°20.705 (Ley de sociedades del Estado).

Adicionalmente, se introdujeron ciertas modificaciones a la Ley de Emergencia Económica y a la Ley General de Sociedades en relación con la transformación de empresas del Estado en sociedades anónimas.

- En materia laboral, se realizaron modificaciones a determinadas leyes, entre otras:
  - ✓ Ley N°24.013 (Registro Laboral).
  - ✓ Ley de Contrato de Trabajo.
  - ✓ Ley N°14.250 (Convenciones Colectivas de Trabajo).
  - ✓ Ley N°23.551 (Asociaciones Sindicales).
  - ✓ Ley N°27.555 (Régimen Legal del Contrato de Teletrabajo).

Con fecha 14 de marzo de 2024, la Cámara de Senadores de la Nación rechazó el Decreto 70. No es posible predecir si el Decreto 70 se mantendrá vigente luego de su revisión por la Cámara de Diputados de la Nación, ni si el actual gobierno dictará nuevos decretos de necesidad y urgencia que puedan afectar el negocio de la Sucursal. Asimismo, el Decreto 70 también puede estar sujeto a revisión judicial de constitucionalidad o legalidad. Desde su emisión, ciertos tribunales han emitido sentencias suspendiendo la aplicación de ciertas disposiciones del Decreto 70, por ejemplo, en materia laboral.

Mediante el Decreto N°46/2025 (el "Decreto 46") el Poder Ejecutivo Nacional autorizó en la Argentina el auto despacho de combustible como modalidad optativa, a elección de los expendedores, quienes podrán implementarlo de forma total o parcial con solamente algunos surtidores de autoservicio en sus establecimientos. Esta medida permitirá a las estaciones de servicio ofrecer a los usuarios la posibilidad de cargar sus vehículos por sí mismos, siempre que se cumplan las normas de seguridad aplicables. El Decreto 46 también introduce la autorización para el uso de tanques sobre el terreno en estaciones de servicio y estaciones de servicio móviles, de acuerdo a las condiciones de seguridad y despacho que establezca la SE. La SE será responsable de emitir las regulaciones complementarias necesarias para la implementación de estas nuevas modalidades.

Para mayor información, véase "*Factores de Riesgo– Riesgos Relacionados con la Argentina– Los negocios de la Sucursal dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de la Argentina*" e "*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"* en este Prospecto.

Ley de Bases

Véase "*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"* en este Prospecto.

Resolución 357/2025 de la Secretaría de Industria y Comercio

La Resolución 357/2025, emitida por la Secretaría de Industria y Comercio, marcó un paso significativo hacia una profunda desregulación de la política comercial argentina. Con su entrada en vigencia el 25 de septiembre de 2025, la resolución elimina 71 reglamentaciones obsoletas vinculadas a leyes derogadas, como la Ley de Abastecimiento, la Ley de Góndolas, y el Servicio de Conciliación Previa en las Relaciones de Consumo (COPREC). La medida se alinea con la Ley de Bases y el Decreto 70, y tiene como objetivo simplificar y modernizar el marco regulatorio.

Dicha resolución suprime normas relacionadas con controles de precios, regímenes informativos obligatorios y regulaciones sobre exhibición en góndolas de supermercados, reduciendo cargas burocráticas.

Ley de Inocencia Fiscal

A fines de diciembre de 2025 se sancionó la Ley N°27.799 ("Ley de Inocencia Fiscal"), la cual introduce reformas significativas, particularmente al régimen penal tributario y a la Ley N°11.683 (junto con sus modificatorias, la "Ley de Procedimiento Tributario").

Las modificaciones a las disposiciones del régimen penal tributario incluyen: (i) la elevación de las condiciones objetivas de punibilidad; (ii) la introducción de nuevas reglas vinculadas a la dispensa de la denuncia y a la extinción de la acción penal; (iii) la incorporación de límites derivados de la prescripción administrativa; y (iv) la reformulación de los supuestos excluyentes de punibilidad. Las modificaciones a la Ley de Procedimiento Tributario incluyeron: (i) la elevación de los montos de aplicación en concepto de sanciones por la comisión de infracciones formales; (ii) la introducción de nuevos plazos de prescripción de la acción del Fisco y la incorporación normativa del concepto de discrepancia significativa; y (iii) la derogación de uno de los mecanismos de suspensión de la prescripción que se encontraban previstos.

La Ley de Inocencia Fiscal también dispuso cambios relacionados a ciertas disposiciones de: (i) el Código Civil y Comercial de la Nación en materia de prescripción aplicable a tributos locales; y (ii) las Leyes 23.660, 23.661 y 14.236, todas ellas con sus respectivas modificatorias, en materia de prescripción aplicable a obligaciones previsionales, incorporando el mencionado concepto de discrepancia significativa.

Ley de Modernización Laboral

El 6 de marzo de 2026 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley N°27.802 de Modernización Laboral, sancionada por el Congreso de la Nación el 27 de febrero de 2026 (la "Ley de Modernización Laboral"), la cual introduce modificaciones relevantes al marco regulatorio del empleo en la Argentina. Dicha norma introduce una reforma estructural del régimen laboral argentino, compuesta por 218 artículos, organizados en 26 títulos, que modifica la Ley de Contrato de Trabajo, el régimen sindical, el procedimiento laboral y diversas normas tributarias, con impacto transversal tanto en las relaciones laborales individuales como en el funcionamiento del sistema colectivo y judicial.

Entre sus modificaciones de mayor relevancia para los empleadores del sector privado, la norma: (i) redefine el ámbito de aplicación de la Ley de Contrato de Trabajo, excluyendo expresamente del régimen laboral a los trabajadores independientes, a los colaboradores regulados por la Ley de Bases, a los prestadores de servicios de plataformas tecnológicas y a las personas privadas de libertad, y modificando asimismo la presunción de relación laboral del artículo 23 de la Ley de Contrato de Trabajo, de modo que dicha presunción no se aplicará cuando existan contratos de obra o servicios respaldados por facturación o pagos bancarios; (ii) introduce modificaciones sustanciales en el régimen indemnizatorio por despido sin causa, excluyendo expresamente del cálculo de la base salarial el sueldo anual complementario, las vacaciones no gozadas y las horas extras, y sustituyendo los topes históricos por un límite equivalente a tres veces el salario mensual promedio previsto en el convenio colectivo de trabajo aplicable; (iii) habilita mecanismos de flexibilidad en la organización del tiempo de trabajo, entre ellos la implementación de bancos de horas, compensación de horas extras y francos compensatorios, sujetos al respeto de los descansos mínimos legales; (iv) modifica el régimen de servicios mínimos en conflictos laborales, fijando

el nivel de prestación mínima en el 75% para los servicios esenciales y en el 50% para las actividades de importancia trascendental, y ampliando la nómina de sectores considerados esenciales para incluir educación inicial, seguridad privada, telecomunicaciones e internet; y (v) modifica el principio de ultraactividad de los convenios colectivos, de modo que aquellos cuyo plazo se encuentre vencido no mantendrán sus efectos hasta la suscripción de un nuevo acuerdo colectivo.

La Ley de Modernización Laboral introduce la actualización de quebrantos impositivos por el IPC del INDEC para el impuesto a las ganancias. Este cambio aplica a los quebrantos generados a partir del 1 de enero de 2025, beneficiando la capacidad de absorción de pérdidas futuras. Con la nueva redacción, el quebranto se actualiza por IPC desde el cierre del ejercicio en que se originó hasta el cierre del ejercicio en que se compensa, preservando su valor real. El plazo de traslado de cinco años de los quebrantos, establecido en el artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, no fue modificado.

Desde su promulgación, la Ley de Modernización Laboral ha sido objeto de impugnaciones judiciales y medidas cautelares con el objeto de frenar su aplicación. Sin perjuicio de ello, con fecha 8 de mayo de 2026, la jueza federal Macarena Marra Giménez, a cargo del Juzgado Contencioso Administrativo Federal N°12, dejó sin efecto la medida cautelar que había suspendido 81 artículos de la Ley de Modernización Laboral, estableciendo que el análisis de constitucionalidad de la reforma laboral excede el limitado marco propio de una medida cautelar.

Sector del Petróleo y Gas en Argentina

Véase "*Información Sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"* en este Prospecto.

Regulación

Debido a que los precios del petróleo crudo han fluctuado significativamente, los precios internacionales del petróleo crudo argentino han sido, en ocasiones, significativamente inferiores o superiores a los precios internacionales. Véase "*Riesgos Relacionados con la Industria de Petróleo y Gas— Las operaciones de la Sucursal se encuentran sujetas a considerable regulación*". En el caso del gas natural, el mercado argentino está segmentado y el mercado residencial, en particular, está significativamente por debajo de los precios regionales. Algunas de estas limitaciones de precio pueden verse afectadas también por acontecimientos en Argentina, incluyendo los efectos de fluctuaciones en los tipos de cambio e inflación.

Los requisitos de abastecimiento local y, en el pasado, las restricciones a la exportación han sido algunas de las políticas utilizadas por el gobierno argentino para impulsar a los productores de petróleo y gas nacionales a desviar los suministros de los mercados de exportación o industriales para subsidiar a clientes locales, en particular, en mercados minoristas y residenciales. Asimismo, el gobierno argentino ha impuesto en el pasado tributos significativos sobre las exportaciones de petróleo crudo, que resultaron en menores márgenes de ganancia para la Sucursal y otras compañías de petróleo y gas argentinas.
Por otro lado, el gobierno argentino ha creado ciertos programas en el sector del petróleo y gas, que han procurado estimular la inversión en el sector y compensar a las compañías de petróleo y gas por algunas de estas limitaciones de precio. Estos programas pueden tener un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de la Sucursal para cualquier período particular. Para más información sobre la regulación argentina, véase "*Información Sobre la Emisora— Descripción de las Actividades y Negocios— Marco Regulatorio de la industria del petróleo y gas en la Argentina"* en este Prospecto.

Existen restricciones regulatorias sobre la venta de productos refinados al mercado minorista. La Sucursal utiliza una cantidad significativa de petróleo y gas natural en su refinería, que luego vende productos refinados al mercado. Para una descripción del negocio de *downstream* de la Sucursal, véase "*Información sobre la Emisora—Operaciones de Downstream*".

Consideraciones y Análisis de la Gerencia sobre los Resultados de las Operaciones de la Emisora

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024:

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 y debe leerse en conjunto con los Estados Financieros y las respectivas notas a los mismos incluidos por referencia a este Prospecto. Dichos Estados Financieros y la información financiera presentada en el análisis que sigue están expresados en millones de pesos. A los efectos de la adecuada comprensión de las variaciones entre ambos ejercicios debe tenerse presente que el tipo de cambio promedio entre el Dólar Estadounidense y el peso del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue 36% superior respecto del tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El nivel de precios al consumidor promedio en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue 45% superior respecto al

del ejercicio anterior. La inflación medida por el IPC fue del 31,5% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y del 117,8% en el ejercicio anterior. El aumento de la cotización del Dólar oficial en pesos fue de aproximadamente 41% y 28% entre el inicio y el cierre de cada uno de esos ejercicios, respectivamente. También debe tenerse presente que el precio internacional promedio del crudo Brent fue de aproximadamente 68 y 80 Dólares Estadounidenses por barril en 2025 y 2024, respectivamente. Adicionalmente debe tenerse en cuenta que durante 2025 la Sucursal efectuó la parada de planta mayor de la refinería de Campana, en el contexto de sus programas de mantenimiento integral (que se efectúa una vez cada varios años) y redimensionó ciertas actividades reduciendo su plantilla y contratos con terceros con las consiguientes indemnizaciones y gastos. Al comparar los resultados de 2025 respecto del ejercicio anterior debe tenerse en cuenta que el incremento de la ganancia bruta, operativa y del resultado antes de impuesto a las ganancias se obtuvo a pesar de los efectos negativos derivados de dichas erogaciones adicionales y de la caída en el precio internacional promedio del crudo Brent y de los productos refinados lo que fue más que compensado por disminuciones de gastos por las medidas de redimensionamiento mencionadas y otras tendientes a tales efectos.

Ventas netas y subvenciones del Gobierno

Las ventas netas y subvenciones del Gobierno aumentaron Ps.1.553.215 millones, el 36%, de Ps. 4.340.737 millones en 2024 a Ps.5.893.952 millones en 2025. Las ventas netas del segmento *Downstream* aumentaron Ps.1.262.343 millones pasando de Ps.3.394.983 millones en 2024 a Ps.4.657.326 millones en 2025, un 37% de incremento. El volumen de ventas total de naftas y gasoil aumentó 4% entre dichos años. En relación al segmento *Upstream* con un incremento del 10% y una disminución del 14% en el volumen de petróleo crudo y gas natural vendido, respectivamente, entre ambos ejercicios, el monto de las ventas netas aumentó Ps.286.267 millones, el 31%, de Ps.930.952 millones en 2024 a Ps.1.217.219 millones en 2025. El menor volumen de gas natural vendido es reflejo de la menor demanda. El incremento en el volumen de petróleo crudo vendido se debe principalmente a la disminución del volumen de crudo refinado en 2025 (habida cuenta de la parada de planta mayor de la refinería de Campana durante el año) respecto del 2024. El precio promedio en pesos entre ambos ejercicios aumentó 14% para el petróleo crudo (que, teniendo en cuenta que la mayor parte de la venta son exportaciones, se corresponde principalmente con la disminución del 15% en el precio promedio en Dólares Estadounidenses obtenido por las mismas entre ambos períodos y con la variación del 36% en el tipo de cambio promedio entre los mismos) y 53% para el gas natural. Adicionalmente, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2025 las subvenciones del Gobierno Nacional reconocidas fueron de Ps.14.802 millones y Ps.19.407 millones, respectivamente.[50]

La producción diaria total de petróleo crudo y gas natural destinado a la venta disminuyó 6% de 164,4 mmbpe a 155,2 mmbpe en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2025, respectivamente, principalmente por el efecto de disminución de la producción por la venta del área Piedra Clavada - Koluel Kaike en el último trimestre del 2024 (esta área produjo 3,2 mbpe en los primeros nueve meses de 2024, aproximadamente el 2% de la producción total de la Sucursal) y por la baja en la producción de gas natural por la baja de su demanda. La producción diaria de petróleo aumentó menos de 1% de 100,4 mmbbl en 2024 a 100,7 mmbbl en 2025. Dicho incremento se produjo aun considerando: a) la disminución del 2,6% del total de la producción de petróleo crudo de la Sucursal entre ambos años derivada de la venta del área Piedra Clavada - Koluel Kaike en el último trimestre de 2024 (produjo 3,2 mbbl en los primeros nueve meses del 2024, el 3,2% de la producción total de petróleo crudo de la Sucursal en ese período), y b) la disminución del 4,5% de la producción del área Cerro Dragón. El incremento neto del 36% de la producción de las áreas de la cuenca Neuquina más que compensó dichas disminuciones (Aguada de Cánepa, Coirón Amargo Sur Este y Lindero Atravesado fueron las áreas cuya producción creció más entre ambos períodos: un 47% considerando la producción de todas ellas en conjunto). La producción diaria de gas destinada a la venta disminuyó 15% de 371,5 millones de pies cúbicos diarios en 2024 a 316,0 millones de pies cúbicos diarios en 2025. La disminución de la producción de gas destinada a venta es atribuible principalmente a la demanda debilitada y corresponde a casi todas las áreas (las de la Cuenca Neuquina en su conjunto disminuyeron la producción 14%, Cerro Dragón 22% y Acambuco 13%).

Costo de ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 39% de Ps.3.229.217 millones en 2024 a Ps.4.480.998 millones en 2025. La diferencia de Ps.1.251.781 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: a) Entre ambos ejercicios hubo un incremento de Ps.652.305 millones en las compras netas de las variaciones de stock (incluyendo el efecto de conversión) que pasaron de Ps.576.312 millones en 2024 a Ps.1.228.617 millones en 2025 (un aumento del 113%). Este incremento se debe fundamentalmente al

[50] Nota: La información referida a los montos que generan las variaciones expuestas se encuentra incluida en las notas 4 a) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025 (pág. 49) e información interna de la Sucursal.

aumento durante 2025 de las importaciones de productos refinados que debieron hacerse como consecuencia de la parada por mantenimiento integral programado de la refinería de Campana, para satisfacer la demanda habitual, b) Por su parte los gastos correspondientes al costo de producción aumentaron Ps.599.476 millones, el 23%, pasando de Ps.2.652.905 millones en 2024 a Ps.3.252.381 millones en 2025 como consecuencia de las siguientes variaciones: la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo, activos por derecho a uso e intangibles aumentó 33% de Ps.879.912 millones en el 2024 a Ps.1.167.880 millones en 2025, los servicios contratados (que es el rubro más afectado por el incremento de gastos operativos derivado de la parada por mantenimiento integral programado de la refinería de Campana y del redimensionamiento de contratos) aumentaron 27% de Ps.667.171 millones en 2024 a Ps.849.371 millones en 2025, impuestos, tasas y contribuciones aumentó 18% de Ps.455.405 millones en 2024 a Ps.535.472 millones en 2025 y finalmente todos los demás conceptos (incluyendo sueldos y contribuciones sociales y otros) aumentaron 8% de Ps.650.417 millones en 2024 a Ps.699.658 millones en 2025.[51]

Gastos de administración

Los gastos de administración aumentaron 15% de Ps.451.749 millones en 2024 a Ps.520.425 millones en 2025. La diferencia de Ps.68.676 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 30% de Ps.239.733 millones en 2024 a Ps.311.342 millones en 2025, los servicios contratados y honorarios y retribuciones por servicios aumentaron 11% de Ps.85.769 millones en 2024 a Ps.95.228 millones en 2025 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto disminuyeron 10% de Ps.126.247 millones en 2024 a Ps.113.855 millones en 2025. [52]

Gastos de exploración

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2025 los gastos de exploración se mantuvieron en cifras no muy significativas (ascendieron a Ps.3.366 millones y Ps.4.917 millones, respectivamente).

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron 26% de Ps.376.934 millones en 2024 a Ps.473.417 millones en 2025. La diferencia de Ps.96.483 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: impuestos, tasas y contribuciones aumentó 33% de Ps.96.820 millones en 2024 a Ps.128.686 millones en 2025, las remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 22% de Ps.82.317 millones en 2024 a Ps.100.836 millones en 2025, transporte, acarreo y almacenaje aumentó 24% de Ps.69.860 millones en 2024 a Ps.86.415 millones en 2025, las regalías por uso de marca, comisiones y gastos de publicidad y propaganda aumentaron en conjunto 27% de Ps.43.641 millones en 2024 a Ps.55.454 millones en 2025 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 21% de Ps.84.296 millones en 2024 a Ps.102.026 millones en 2025. [53]

Deterioro de activos no financieros, neto

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 hubo un deterioro neto de activos no financieros por Ps.1.088.433 millones, correspondientes a deterioros por Ps.831.917 millones y Ps.315.483 millones de las unidades generadoras de efectivo ("UGEs") Cerro Dragón y Lindero Atravesado, respectivamente, y hubo recupero de deterioro en la UGE *Downstream* por Ps.58.967 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 no hubo ni deterioro ni recupero de deterioro de activos no financieros.

Otros ingresos y (egresos) - neto

El rubro otros ingresos y (egresos) – neto, ascendió a una pérdida neta de Ps.6.238 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 (Ps.90.306 millones de ingresos y Ps.96.544 millones de egresos), mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 registró una pérdida neta de Ps.30.542 millones (Ps.68.923 millones de ingresos y Ps.99.465 millones de egresos). En ambos ejercicios los principales componentes repetitivos son resultados por venta de materiales y de propiedad, planta y equipo (bienes de uso), por prestación de ciertos servicios, resultados generados por el balanceo de gas en áreas con participaciones conjuntas y el efecto de liquidar, de acuerdo a la legislación emitida en el último trimestre del año 2023 al respecto, parte de las exportaciones mediante operaciones de compraventa con

[51] Nota: Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Notas 4 b) y 4 c) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025 (páginas 50 a 52) e información interna de la Sucursal.
[52] Nota: Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025 (páginas 51 y 52) e información interna de la Sucursal.
[53] Nota: Los montos correspondientes a los distintos rubros mencionados que generan las variaciones indicadas se encuentran en Nota 4 c) a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025 (páginas 51 y 52) e información interna de la Sucursal.

valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local. Los dos conceptos más significativos y principales causas de la variación entre los períodos son: a) el efecto de liquidar exportaciones mediante operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local que generó ingresos de Ps.69.023 millones en 2024 y Ps.10.770 millones en 2025 y b) el resultado por venta de materiales y de propiedad, planta y equipo que en 2024 generó egresos netos por Ps.91.676 millones mientras que en 2025 registró egresos netos de Ps.92.386. En 2024 el resto de los ingresos corresponden a la prestación de ciertos servicios administrativos (Ps.15.404 millones) y a conceptos diversos (Ps.5.879 millones) mientras que los demás ingresos del año 2025 corresponden Ps.23.433 millones a servicios administrativos y Ps.34.720 millones a conceptos diversos. Los restantes egresos del 2024 y del 2025 son Ps.4.868 millones y Ps.7.079 millones, respectivamente, correspondientes a otros conceptos diversos individualmente relativamente poco significativos.

Deterioro de activos financieros

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 se registró una pérdida de Ps.3.588 millones por la incobrabilidad estimada mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 la misma fue de Ps.4.050 millones.

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos fueron pérdida neta de Ps.207.154 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y de una pérdida neta de Ps.187.721 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. La variación se explica por los siguientes conceptos: a) la ganancia por la diferencia de cambio y otros conceptos incluidos en otros resultados financieros pasó de Ps.75.765 millones en el 2024 a Ps.142.363 millones en el 2025, y b) el incremento en el cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que resultaron en pérdida neta de Ps.282.919 millones en 2024 y de Ps.330.084 millones en 2025. La diferencia en el caso de los intereses se explica principalmente como consecuencia del efecto neto: (i) del incremento en los intereses respecto de la deuda en Dólares Estadounidenses tanto por la diferencia en el tipo de cambio promedio entre los períodos que provoca que los cargos expresados en pesos sean mayores en 2025 que en 2024 como por el incremento de la misma entre ambos ejercicios y (ii) de la disminución de intereses por la caída tanto en la tasa aplicable como en la proporción de la deuda financiera denominada en pesos en 2025 respecto de la deuda financiera del año anterior (considerando que la deuda en pesos tiene una tasa nominal mucho más alta que la deuda en Dólares Estadounidenses). La variación en la diferencia de cambio se explica principalmente por el efecto combinado de la disminución del pasivo monetario neto en pesos (medido en Dólares Estadoundenses, la moneda funcional de la Sucursal) y de la mayor devaluación del peso en relación al Dólar Estadounidense en 2025 respecto del año anterior (recordar a estos efectos que el dólar es la moneda funcional de la Sucursal).[54]

EBITDA

Principalmente como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó 34%, de Ps.1.192.087 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps.1.596.395 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de un beneficio de Ps.1.412.566 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps.156.857 millones de cargo en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, básicamente como consecuencia de que el resultado antes de impuestos pasó de una pérdida de Ps.1.025.942 millones en 2024 a Ps.191.882 millones de ganancia en 2025 y del efecto derivado de la variación de la inflación entre los períodos en la aplicación del ajuste por inflación impositivo y de la variación en el tipo de cambio entre el peso y el Dólar Estadounidense entre ambos ejercicios en los resultados contables e impositivos que generan diferencias temporales y/o permanentes en el impuesto diferido, principalmente por resultados financieros y por la variación de los valores contables e impositivos de propiedad, planta y equipo (bienes de uso) medidos en la moneda funcional de la Sucursal.[55]

Resultado neto del ejercicio

El resultado neto disminuyó de Ps.386.624 millones de ganancia neta en el ejercicio finalizado el 31 de

[54] Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025 (página 3).
[55] [55]Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025 y de información interna de la Sucursal (página 3).

diciembre de 2024 a Ps.35.025 millones de ganancia neta en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 como consecuencia de las variaciones explicadas en los puntos precedentes.

1. Liquidez y Recursos de capital

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024

La adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles de la Sucursal en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de Ps.1.509.521 millones comparados con Ps.1.653.877 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, una disminución del 9%.

Los principales requerimientos de capital de la Sucursal para sus actividades del segmento *Upstream* surgen de erogaciones relacionadas con el desarrollo de reservas en áreas existentes y la exploración de nuevas áreas. La Sucursal tiene requerimientos adicionales de capital para inversiones relacionadas con su participación en instalaciones para el transporte de petróleo y gas, la distribución, el almacenamiento y carga de gas y la generación de energía.

Las principales fuentes de liquidez de la Sucursal derivan del efectivo generado por sus operaciones y de diversas fuentes de financiación, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, financiamiento en el mercado de capitales local e internacional y de organizaciones multilaterales. La Sucursal necesita financiación principalmente para financiar sus costos operativos y necesidades de inversiones de capital y a fin de cancelar sus obligaciones de deuda a su vencimiento. Los aumentos de las inversiones de capital y/o de los costos de operación crean un correspondiente aumento en las necesidades de capital de trabajo.

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2024	**2025**
	(*en millones de pesos*)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	1.290.564	1.195.021
Actividades de inversión	(1.604.399)	(1.463.166)
Actividades de financiación	739.903	82.699
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	118.569	298.505
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	544.637	113.059

Flujo de efectivo generado en las actividades operativas

El flujo de efectivo generado en las actividades operativas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps.1.195.021 millones y Ps.1.290.564 millones, respectivamente. El 7% de disminución que implican los Ps.95.543 millones de diferencia entre ambos ejercicios se explica básicamente por el incremento de Ps.397.713 millones en el efectivo generado en 2025 respecto del año anterior derivado de los resultados con efecto directo en el efectivo (Ps.1.849.923 millones y Ps.1.452.210 millones, respectivamente) y por la mayor disminución de efectivo de Ps.493.256 millones por la variación del capital de trabajo de la Sucursal en 2025 respecto del año anterior (Ps.654.902 millones y Ps.161.646 millones, respectivamente). El análisis del cambio en el resultado operativo se expone en "*Consideraciones y análisis de la gerencia sobre los resultados de las operaciones de la Emisora*", al explicar las variaciones en las distintas líneas del estado del resultado.

Efectivo aplicado a las actividades de inversión

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión fue de Ps.1.604.399 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y de Ps.1.463.166 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. La disminución de Ps.141.233 millones del 9% se debió principalmente a: (i) la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles que ascendió en dichos ejercicios a Ps.1.653.877 millones y Ps.1.509.521 millones, respectivamente y (ii) el neto de fondos provenientes del alta de inversiones financieras y el cobro por ventas, liquidaciones, amortizaciones e intereses de inversiones y por la por venta de propiedad, planta y equipo e intercambio y/o venta de participaciones que pasó de Ps.49.478 millones de ingreso neto de caja en 2024 a Ps.46.355 millones de ingreso neto de caja neto en 2025. La disminución del 9% en la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles entre ambos ejercicios se debió principalmente a la variación en los precios y en los tipos de cambio promedio de cada uno de dichos ejercicios y a la disminución en el nivel de actividad.

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en una generación neta de efectivo de Ps.739.903 millones en 2024 y de Ps.82.699 millones durante 2025. La disminución de Ps.657.204 millones se debe principalmente a que: a) los intereses erogados ascendieron a Ps.294.245 millones en 2024 y a Ps.401.665 millones en 2025 (se debe tener en cuenta que la mayor parte de la deuda que toma y cancela la Sucursal está nominada en Dólares Estadounidenses por lo que la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos más la variación de la deuda en Dólares Estadounidenses tiende a explicar los cambios en los montos en pesos erogados por intereses entre los períodos), b) el neto entre la financiación tomada y cancelada fue una toma neta de Ps.1.100.815 millones y Ps.535.747 millones en 2024 y 2025, respectivamente, y c) en 2024 y 2025 hubo giros netos a Pan American por Ps.66.667 millones y Ps.51.383 millones, respectivamente.

Endeudamiento

El siguiente cuadro muestra la deuda financiera de largo plazo consolidada de la Sucursal al 31 de diciembre de 2025[56]. Nuestra gerencia cree que nos encontramos cumpliendo en todos los aspectos materiales con los compromisos establecidos en todas las deudas financieras existentes a la fecha.

Instrumento			**Fecha de otorgamiento/Colocación**	**Vencimiento**
	(*en millones de US$*)	(*en millones de Ps.[57]*)		
Préstamos				
En Dólares Estadounidenses				
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	29,3		14 de junio de 2021	2027
Contrato de Préstamo con Itau Unibanco S.A. – Miami Branch	9,7		14 de junio de 2021	2027
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	40,0		14 de junio de 2022	2027
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	20,0		7 de agosto de 2023	2028
Contrato de Préstamo con la Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina	50,0		31 de agosto de 2023	2028
Contrato de Préstamo con la Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina	45,0		5 de octubre de 2023	2028
Contrato de Préstamo con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. y Bank of China Limited (Panamá Branch)	250,0		18 de junio de 2025	2030
Contrato de Préstamo Sindicado 2024	336,0		19 de diciembre de 2024	2028
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina	36,7		10 de mayo de 2024	2026
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina	50,0		10 de julio de 2024	2026
Contrato de Préstamo con Banco Macro S.A.	50,0		11 de diciembre de 2024	2027
Contrato de Préstamo CFI 2019	111,0		25 de junio de 2019	2032
Contrato de Préstamo CAF 2023	233,3		18 de mayo de 2023	2029
En pesos				
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina	51,5	75.000	29 de agosto de 2024	2027
Contrato de Préstamo Sindicado	9,8	14.270	29 de marzo de 2022	2027
Contrato de Préstamo con Banco de la Nación Argentina	48,1	70.000	18 de marzo de 2025	2028
Total préstamos de la Emisora	**1.370,5**			

[56] Nota: La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.
[57] Nota: Tipo de cambio vendedor del cierre al 31 de diciembre de 2025 del Banco de la Nación Argentina, equivalente a Ps.1,455 por US$1,00.

Instrumento	(*en millones de US$*)	(*en millones de Ps.)*	Fecha de otorgamiento/Colocación	Vencimiento
Obligaciones Negociables				
Clase 12	180,0		30 de abril de 2021	2027
Clase 13	234,1		12 de julio de 2021	2031
Clase 14	7,7		12 de julio de 2021	2026
Clase 17	76,0		7 de febrero de 2022	2032
Clase 18	25,1		7 de febrero de 2022	2027
Clase 26	60,0		7 de agosto de 2023	2028
Clase 26 Adicionales	60,0		12 de octubre de 2023	2028
Clase 29	20,0		10 de noviembre de 2023	2026
Clase 30	30,0		29 de febrero de 2024	2026
Clase 31	400,0		30 de abril de 2024	2032
Clase 33	75,0		4 de julio de 2024	2027
Clase 34	23,1		27 de septiembre de 2024	2027
Clase 35	176,9		27 de septiembre de 2024	2029
Clase 36	78,1		13 de noviembre de 2024	2031
Clase 37	74,2		13 de noviembre de 2024	2028
Clase 38	120,0		11 de febrero de 2025	2027
Clase 39	37,8		7 de marzo de 2025	2026
Clase 40	200,0		11 de abril de 2025	2026
Clase 41	85,9		27 de agosto de 2025	2029
Clase 42	56,1		17 de octubre de 2025	2027
Total obligaciones negociables	**2.020,1**			
Total de la Emisora	**3.390,5**			

Préstamos

El 25 de junio de 2019, la Sucursal celebró un contrato de préstamo por US$500 millones con la CFI, con vencimiento final en 2027. Este préstamo está garantizado por Pan American, y está estructurado en: (i) un Tramo "A" por un importe de US$135 millones y un tramo denominado "Trust" por un importe de US$50 millones con vencimiento final en junio de 2027; (ii) un Tramo "B1-A" por un importe de US$160 millones con vencimiento final en junio de 2024; (iii) un Tramo "B1-B" por un importe de US$155 millones, con vencimiento final en junio de 2025. El préstamo fue acordado en Dólares Estadounidenses, a tasa variable, es pagadero en cuotas semestrales, y con un período de gracia en función de cada tramo no menor a 24 meses calculado desde la fecha de firma del contrato de préstamo. El 17 de marzo de 2023 la Sucursal firmó una enmienda a este contrato para cambiar la tasa de referencia de LIBOR por SOFR a término, más un margen del 0,42826% adicional. El 12 de junio de 2023 la Sucursal firmó una segunda enmienda a este contrato para modificar las fechas de repago del capital de los tramos "A" y "Trust" por el saldo remanente de US$93.462 miles y US$34.615 miles, respectivamente, que originalmente tenían vencimiento final en junio 2027, siendo el nuevo vencimiento final en junio 2032, e incluyendo un plazo de gracia de dos años. El resto de las condiciones del préstamo se mantienen sin cambios. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$111,0 millones.

El 14 de junio de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Itau BBA International plc. por la suma de US$75,0 millones, con vencimiento el 14 de junio de 2025, devengando intereses a una tasa variable basada en LIBOR de seis meses. El 13 de junio de 2023 la Sucursal firmó una enmienda al contrato de préstamo celebrado con Itaú BBA International plc. a fin de modificar el esquema de amortización, extendiendo 18 meses la fecha de vencimiento original de las cuotas de junio y diciembre de 2023. Adicionalmente se incluyó en la enmienda el reemplazo de la tasa de referencia de LIBOR por SOFR a término, más un margen del 0,42826%. El 15 de octubre de 2024, la Sucursal firmó una segunda enmienda a este contrato para modificar las fechas de repago de capital a partir de 2025, siendo la nueva fecha de vencimiento el 17 de junio de 2027. Adicionalmente se incluyó en la enmienda un cambio en el margen aplicable, siendo el nuevo margen 4,90%. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$29,3 millones.

El 14 de junio de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Itau Unibanco S.A. – Miami Branch por la suma de US$25,0 millones, con vencimiento final el 14 de junio de 2025, devengando intereses a una tasa variable basada en LIBOR de seis meses. El 13 de junio de 2023 la Sucursal firmó una enmienda al contrato con Itaú Unibanco S.A. - Miami Branch para modificar el esquema de amortización, extendiendo 18 meses la fecha de vencimiento original de las cuotas de junio y diciembre de 2023. Adicionalmente se

incluyó en la misma enmienda el reemplazo de la tasa de referencia de LIBOR por SOFR a término más un margen del 0,42826%. El 15 de octubre de 2024, la Sucursal firmó una segunda enmienda a este contrato para modificar las fechas de repago de capital a partir de 2025, siendo la nueva fecha de vencimiento el 17 de junio de 2027. Adicionalmente se incluyó en la enmienda un cambio en el margen aplicable, siendo el nuevo margen 4,90%. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$9,7 millones.

Con fecha 29 de marzo de 2022, la Sucursal celebró un contrato de préstamo sindicado con Banco BBVA Argentina S.A, Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., y Banco Santander Argentina S.A., como organizadores y prestamistas, y Banco Comafi S.A., Banco de San Juan S.A., Banco Patagonia S.A, Banco de Santa Cruz S.A., Nuevo Banco de Entre Ríos S.A., y Nuevo Banco de Santa Fe S.A. como prestamistas, por la suma de Ps.25.500 millones, el cual fue desembolsado en la misma fecha (el "Préstamo Sindicado 2022"). El Préstamo Sindicado 2022 posee un vencimiento final en marzo de 2027, y es pagadero en cuotas semestrales a partir del segundo año, devengando intereses a una Tasa Badlar corregida por el Impuesto de Ingresos Brutos, más un margen del 3,25% nominal anual. Adicionalmente, con fecha 12 de abril de 2022, se celebró un primer acuerdo modificatorio al Préstamo Sindicado 2022, en virtud del cual Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires, Banco Hipotecario S.A, Banco Municipal de Rosario, Banco de la Provincia del Neuquén Sociedad Anónima y la Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, otorgaron un desembolso adicional bajo el Préstamo Sindicado 2022, por la suma de Ps.7.780 millones, el cual fue desembolsado en la misma fecha. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$9,8 millones.

El 14 de junio de 2022, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con HSBC Bank Argentina S.A. por la suma de US$40,0 millones, con vencimiento el 13 de junio de 2025, devengando intereses a una tasa fija de 4,75% nominal anual. El 17 de diciembre de 2024, la Sucursal firmó una adenda a este contrato de préstamo con el Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. (antes HSBC Bank Argentina S.A.), modificando la tasa de interés a 5,875%, la periodicidad del pago de intereses (pasará a ser semestral) y su vencimiento final al 2027. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$40,0 millones.

El 18 de mayo de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo de largo plazo con la Corporación Andina de Fomento ("CAF") por un monto total de US$300 millones, compuesto en un tramo A de CAF por US$30 millones y un tramo B, donde participaron Banco Santander S.A., Industrial and Commercial Bank of China Limited, Panama Branch, Cargill Financial Service International, Inc. & GFSIT, Inc y Bank of China, Panama Branch, por US$270 millones. Este préstamo es pagadero en cuotas semestrales a partir de 2025 y con vencimiento final en 2029, devenga interés a tasa variable SOFR a término, más un margen fijo y cuenta con garantía de Pan American. Con fecha 16 de febrero de 2024 se realizó el primer desembolso por un monto de US$75 millones. Con fecha 20 de mayo de 2024, se realizó el segundo desembolso por US$150 millones y, con fecha 2 de agosto de 2024, el tercero y último desembolso por US$75 millones. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$233,3 millones.

El 7 de agosto de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo de largo plazo con HSBC Bank Argentina S.A. (actualmente Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.) por un monto de US$20 millones, con vencimiento a los cinco años desde la fecha de celebración, amortizable 20% en el mes 36; 20% en el mes 48 y el saldo restante al vencimiento; este préstamo no devengará intereses compensatorios, y será pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable a cada vencimiento. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$20,0 millones.

El 31 de agosto de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo de largo plazo con La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina por un monto de US$50 millones, con vencimiento final en 2028. El préstamo en cuestión no devengará intereses compensatorios y su capital, en la fecha de repago, será ajustado teniendo en cuenta la variación del tipo de cambio desde la fecha de desembolso hasta la fecha de vencimiento. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$50,0 millones.

El 5 de octubre de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo de largo plazo con La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina por un monto de US$45 millones con vencimiento en 2028. El préstamo en cuestión no devengará intereses compensatorios y su capital, en la fecha de repago, será ajustado teniendo en cuenta la variación del tipo de cambio desde la fecha de desembolso hasta la fecha de vencimiento. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$45,0 millones.

El 10 de mayo de 2024, la Sucursal firmó un contrato de préstamo de largo plazo con el Banco de la Nación Argentina, por un monto de US$55 millones, con vencimiento final en 2026 que devenga intereses a una

tasa fija del 3%. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$36,7 millones.

El 10 de julio de 2024, la Sucursal firmó un contrato de préstamo a largo plazo con el Banco de la Nación Argentina, por un monto de US$50 millones, con vencimiento final en 2026 que devenga intereses a una tasa fija del 3%. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$50,0 millones.

El 29 de agosto de 2024, la Sucursal firmó un contrato de préstamo a largo plazo con el Banco de la Nación Argentina, por un monto de Ps.75.000 millones, con vencimiento final en 2027 que devenga intereses a tasa Badlar Privada. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$51,5 millones.

El 11 de diciembre de 2024, la Sucursal firmó un contrato de préstamo a largo plazo con el Banco Macro S.A., por un monto de US$50 millones, con vencimiento final en 2027 que devenga intereses a una tasa fija del 6,5%. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$50,0 millones.

El 19 de diciembre de 2024, la Sucursal firmó un contrato de préstamo sindicado con Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. y Banco Santander Argentina S.A. por un monto de US$210 millones, compuesto por un tramo A con una tasa de 6,50% y vencimiento a los 36 meses y un Tramo B con una tasa de 7% y vencimiento a los 48 meses (el "Contrato de Préstamo Sindicado Original"). Al 31 de diciembre de 2024 no se habían efectuado desembolsos bajo el Contrato de Préstamo Sindicado Inicial.

El 15 de enero de 2025 la Sucursal firmó el primer acuerdo modificatorio al Contrato de Préstamo Sindicado Original con Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco de Valores S.A., Banco Industrial S.A., Nuevo Banco de Santa Fe S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires, Banco del Chubut S.A., Banco Piano S.A., Nuevo Banco de Entre Ríos S.A. y Banco Patagonia S.A. para la ampliación del préstamo original en un monto de capital adicional de US$108 millones (el "Primer Acuerdo Modificatorio"). Con fecha 16 de enero de 2025 ocurrió el primer desembolso bajo el préstamo por un monto de US$151.686.000.

El 5 de febrero de 2025 la Sucursal firmó el segundo acuerdo modificatorio al Contrato de Préstamo Sindicado Original con Banco BBVA Argentina S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., Banco Santander Argentina S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco de Valores S.A., Banco Industrial S.A., Nuevo Banco de Santa Fe S.A., Banco de la Provincia de Buenos Aires, Banco del Chubut S.A., Banco Piano S.A., Nuevo Banco de Entre Ríos S.A., Banco Patagonia S.A., Banco Comafi S.A. y Banco de la Nación Argentina para la ampliación del préstamo original, según fuera ampliado mediante el Primer Acuerdo Modificatorio, en un monto de capital adicional de US$18 millones (el "Segundo Acuerdo Modificatorio"). Con fecha 6 de febrero de 2025 ocurrió el segundo y último desembolso bajo el préstamo por un monto de US$184.314.000. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$336,0 millones.

El 18 de marzo de 2025, la Sucursal firmó un contrato de préstamo con el Banco de la Nación Argentina, por un monto de Ps.70.000 millones, con vencimiento final en 2028 que devenga intereses a una tasa de interés variable nominal anual basada en TAMAR – 1%. El saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$48,1 millones.

El 18 de junio de 2025, la Sucursal firmó un contrato de préstamo sindicado de largo plazo con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. y Bank of China Limited (Panamá Branch) por un monto de US$250 millones y vencimiento final en 2030, que devenga intereses basados en la tasa variable a término SOFR de 6 meses + 3,25% anual. El préstamo se encuentra garantizado por Pan American. El saldo pendiente de pago bajo este préstamo al 31 de diciembre de 2025 era de US$250,0 millones.

Con fecha 21 de octubre de 2025, la Sucursal firmó un contrato de préstamo con Banco Santander, S.A. por un monto de US$ 210 millones y vencimiento final en 2030, que devenga intereses basados en la tasa variable a término SOFR de 1 mes, más un margen fijo del 3,15% anual.

Obligaciones Negociables

Con fecha 3 de julio de 2020, la CNV autorizó el registro de la Sucursal como emisor frecuente ante la CNV, bajo el Registro Nº 12. A continuación se detallan las obligaciones negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente por parte de la Sucursal vigentes al 31 de diciembre de 2025:

Con fecha 30 de abril de 2021 la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 12, por un valor

nominal de US$300 millones, con vencimiento final a los 6 años, amortizables semestralmente desde el año cuatro (vida promedio de cinco años) a una tasa fija de 9,125% nominal anual. Las Obligaciones Negociables Clase 12 están garantizadas por Pan American.

Con fecha 12 de julio de 2021, la Sucursal emitió:

(i) Obligaciones Negociables Clase 13, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$260,1 millones, amortizable en 14 cuotas semestrales a partir del mes 42, con fecha de vencimiento final 12 de julio de 2031, a una tasa fija del 5% nominal anual; y

(ii) Obligaciones Negociables Clase 14, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$19,2 millones, amortizable en cinco cuotas semestrales, iguales y consecutivas, a partir del mes 36, con fecha de vencimiento final 12 de julio de 2026, a una tasa fija del 3,69% nominal anual.

Con fecha 7 de febrero de 2022, la Sucursal emitió:

(i) Obligaciones Negociables Clase 17, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$80,0 millones, amortizable en 14 cuotas semestrales a partir del mes 42, con fecha de vencimiento final 7 de febrero de 2032, a una tasa fija del 4,25% nominal anual; y

(ii) Obligaciones Negociables Clase 18, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$25,1 millones, con fecha de vencimiento el 7 de febrero de 2027, a una tasa fija del 1,25% nominal anual.

El 7 de agosto de 2023 la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 26, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$60.000.000, con vencimiento el 7 de agosto de 2028, a una tasa fija del 1% nominal anual.

El 12 de octubre de 2023, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 26 adicionales, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*) por un valor nominal de US$60.000.000, con vencimiento el 7 de agosto de 2028, a una tasa fija del 1% nominal anual.

El 10 de noviembre de 2023, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 29, denominadas en Dólares Estadounidenses por un valor nominal de US$20.000.000, con vencimiento el 10 de febrero de 2026, a una tasa fija del 2,99% nominal anual, pagadero semestralmente.

El 29 de febrero de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 30, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$30.000.000, con vencimiento el 2 de marzo de 2026, a una tasa fija de 5,70% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente.

El 30 de abril de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 31, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$400.000.000, que se amortizará en tres cuotas anuales y consecutivas a partir del año seis, con vencimiento final el 30 de abril de 2032 (vida promedio de siete años), a una tasa fija de 8,50% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente. Las Obligaciones Negociables Clase 31 se encuentran garantizadas por Pan American.

El 4 de julio de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 33, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$75.000.000, con fecha de vencimiento el 4 de julio de 2027, a una tasa fija del 0% por lo que no se realizarán pagos de intereses.

El 27 de septiembre de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 34, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$23.055.471, con vencimiento el 27 de septiembre de 2027, a una tasa fija de 4,97% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente.

El 27 de septiembre de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 35, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$176.944.529, con vencimiento el 27 de septiembre de 2029, a una tasa fija de 7% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente.

El 13 de noviembre de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 36, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$78.100.553, con vencimiento el 13 de noviembre de 2031, a una tasa fija de 7,25% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente.

El 13 de noviembre de 2024, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 37, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$74.172.648, con vencimiento el 13 de noviembre de 2028, a una tasa fija de 6,25% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente.

El 11 de febrero de 2025, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 38, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$120.000.000, con vencimiento el 11 de agosto de 2027, a una tasa fija de 6,50% nominal anual e intereses pagaderos semestralmente.

El 7 de marzo de 2025, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 39, por un valor nominal de Ps.55.000.000.000, con vencimiento el 6 de marzo de 2026, a una tasa de interés TAMAR Privada, más un margen del 2,15% nominal anual.

El 11 de abril de 2025, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 40, denominadas en Dólares Estadounidenses (*Dollar-Linked*), por un valor nominal de US$200 millones con vencimiento el 11 de octubre de 2026, a una tasa de interés fija del 2,0% nominal anual e intereses pagaderos trimestralmente.

El 27 de agosto de 2025, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 41, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$85,9 millones con vencimiento el 27 de agosto de 2029, a una tasa de interés fija del 7,5% e intereses pagaderos semestralmente.

El 17 de octubre de 2025, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 42, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$56,1 millones con vencimiento el 17 de abril de 2027, a una tasa de interés fija del 6% e intereses pagaderos semestralmente.

Adicionalmente, el 15 de enero de 2026 la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 43, denominadas en Dólares Estadounidenses, por un valor nominal de US$375.000.000, amortizables anualmente desde el año 9, con vencimiento final en enero de 2037, a una tasa fija de 7,75% anual e intereses pagaderos semestralmente. Las Obligaciones Negociables Clase 43 están garantizadas por Pan American.

Riesgo de mercado

La administración de riesgos por exposición a la variabilidad de las tasas de interés tiene por objeto reducir el costo financiero y la incertidumbre de los flujos de fondos derivados de la deuda financiera con entidades de crédito y por la emisión de obligaciones negociables, limitando el impacto del aumento de las tasas de interés del mercado. El riesgo es que el valor razonable o el flujo de efectivo futuro de ciertos instrumentos financieros fluctúen en función a los cambios que se produzcan en las tasas de interés de mercado de acuerdo a los distintos tipos de vencimiento y divisas en las cuales se haya tomado un préstamo o invertido el dinero en efectivo. El principal instrumento financiero que puede verse afectado como consecuencia de variaciones en las tasas de interés es la deuda financiera de largo plazo con tasa de interés variable. La Dirección busca mantener niveles de endeudamiento y ratios financieros razonables y una proporción de deuda de corto y largo plazo y de tasas fijas y variables flexibles tanto en Dólares Estadounidenses como en pesos adecuados a las circunstancias.

La estrategia de la Sucursal para cubrir el riesgo de tasas de interés se ha basado en la diversificación de los instrumentos y fundamentalmente de los plazos de vencimiento de los préstamos, considerando para dicho portafolio los distintos niveles de interés a lo largo de la curva de tasas en pesos o Dólares Estadounidenses y los importes en función de las expectativas futuras respecto al comportamiento de dichas variables y el momento esperado de los futuros desembolsos correspondientes a las inversiones a ser financiadas.

Al 31 de diciembre de 2025: (a) el 78% del total de la deuda financiera de largo plazo de la Sucursal con entidades de crédito y por la emisión de obligaciones negociables devenga tasa de interés fija y el 22% restante devenga tasa de interés variable. El 97% de dicha deuda financiera de largo plazo de la Sucursal es en Dólares Estadounidenses (de los cuales el 26% es dólar *linked*) y el 3% en pesos; y (b) El 72% de la deuda financiera de corto plazo es en Dólares Estadounidenses y el 28% restante en pesos.

A los efectos de lo mencionado en los párrafos anteriores, la deuda de largo plazo es aquella cuyo plazo final de vencimiento original al momento de tomarla es superior a un año; mientras que la deuda de corto plazo es aquella cuyo plazo final de vencimiento original al momento de tomarla es igual o menor a un año.

La deuda a tasa de interés variable para operaciones en Dólares Estadounidenses y en pesos, respectivamente, depende básicamente de las oscilaciones de las tasas SOFR, TAMAR y BADLAR Privada.

En cuanto a los activos financieros, además de los créditos de naturaleza comercial, los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, habitualmente incluyen depósitos a la vista, cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "*money-market*" o renta fija de corto plazo y títulos públicos.

Las variaciones en las tasas de interés pueden afectar la cuantía de los intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que devengan una tasa fija de interés.

El efecto anual en resultados antes del impuesto a las ganancias de una variación de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicables sobre la porción no corriente de la deuda financiera de largo plazo con entidades de crédito y por la emisión de obligaciones negociables al 31 de diciembre de 2025 que devenga tasa de interés variable es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
+100	(9.116)
-100	9.116

El efecto anual en resultados antes del impuesto a las ganancias que provocaría un incremento de 100 puntos básicos en las tasas de interés aplicable sobre el capital de la deuda financiera corriente con entidades de crédito y por la emisión de obligaciones negociables al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
+100	(12.550)
-100	12.550

Los vencimientos de deuda de la Sucursal se exponen en la sección "*—Endeudamiento*" del presente Prospecto.

(ii) *Riesgo asociado a tipos de cambio*

La Sucursal está expuesta principalmente a fluctuaciones de tipos de cambio entre el peso y el Dólar Estadounidense. Para disminuir el impacto de estas fluctuaciones, la Sucursal administra sus activos y pasivos monetarios alineándolos a la misma moneda en que genera sus ingresos, los cuales están en gran parte ligados al Dólar Estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la Sucursal no tenía (ni tuvo durante los ejercicios cerrados en esas fechas) acuerdos significativos de intercambio de monedas, de futuros de tipo de cambio, ni de instrumentos financieros derivados de tipo de cambio.

Los importes en libros de los activos y pasivos financieros expresados en una moneda distinta de la moneda funcional al final del ejercicio son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2025
Pasivos	
Pesos	838.950
Activos	
Pesos	470.223

La Sucursal también está expuesta a la variación del tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el peso en el proceso de conversión de sus estados financieros de la moneda funcional a la moneda de presentación.

Sensibilidad: Considerando los activos y pasivos financieros del estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025, una variación del 20% en el tipo de cambio entre el Dólar Estadounidense y el peso provocaría los siguientes efectos:

	Resultado antes del impuesto a las ganancias - ganancia (pérdida)
Revaluación del Dólar Estadounidense respecto del peso (20%)	73.745
Devaluación del Dólar Estadounidense respecto del peso (20%)	(73.745)

(iii) *Riesgo asociado a precios de "commodities"*

La Sucursal se ve afectada por las fluctuaciones de los precios de los productos que vende, los cuales se determinan por la oferta y la demanda de los mismos, como así también por las regulaciones gubernamentales referidas a precios, impuestos, gravámenes, y otros factores. Las ventas netas de la Sucursal están en consecuencia sólo parcialmente influenciadas por las fluctuaciones de los precios del mercado internacional, ya que los precios locales y los precios de exportación netos de derechos de exportación responden principalmente al mercado y a las regulaciones domésticas.

Las disminuciones significativas y/o prolongadas de los precios locales y/o internacionales de los hidrocarburos y/o de los productos de petróleo refinado podrían tener un impacto adverso significativo

sobre nuestra actividad, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación patrimonial.

Durante los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Sucursal no tuvo operaciones significativas con contratos de futuros, ni derivados financieros de precios de "*commodities.*"

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito consiste en la posibilidad de que la Sucursal sufra pérdidas originadas por el incumplimiento de obligaciones contractuales por parte de terceros.

El riesgo de crédito al que está expuesta la Sucursal proviene principalmente de las ventas a plazo que realiza a sus clientes, de los adelantos a sus proveedores u otros terceros y de las disponibilidades y depósitos e inversiones en instituciones financieras.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 aproximadamente el 55% de las ventas brutas a terceros del segmento *upstream* fueron generadas por el petróleo crudo y el 45% restante por el gas natural y otros. Durante dicho ejercicio se exportó petróleo crudo a nueve clientes. Adicionalmente, por las características del mercado local de petróleo crudo, las ventas locales de dicho producto y por consiguiente el crédito también se concentra en pocos clientes (durante 2025 el 99,2% del volumen de petróleo entregado en el mercado local fue por transferencias internas al segmento *downstream*).

Históricamente la venta de petróleo crudo tiene un nivel casi nulo de incobrabilidad (al cierre no hay atrasos significativos). En cuanto a las ventas de gas natural, las mismas se realizaron durante 2025 a 81 clientes.

En el segmento *downstream*, como política general, la Sucursal no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito. En este sentido, ningún cliente local representa más de un 4% de las ventas netas. En los mercados locales se otorga crédito a una gran base de clientes, incluyendo dueños de estaciones de servicio, mayoristas, distribuidores, aerolíneas, empresas marítimas, entre otros, siendo los mencionados en primer término los más significativos dentro de las ventas de productos de marca en dichos mercados. Para ello, la Sucursal realiza permanentemente evaluaciones crediticias de la capacidad financiera de sus clientes, con el objeto de reducir el riesgo potencial de pérdidas significativas por incobrabilidad. Históricamente las ventas del segmento *downstream* tienen un nivel bajo de incobrabilidad. Al 31 de diciembre de 2025 no hubo atrasos significativos.

Asimismo, la Sucursal ha evaluado el riesgo de recuperabilidad de créditos con partes relacionadas y ha concluido que los mismos son recuperables.

El riesgo de crédito es controlado por cliente en forma individual. La Sucursal cuenta con sistemas de evaluación crediticia y determinación de límites de riesgo utilizando antecedentes internos vinculados a los mismos y fuentes externas de datos. En el curso normal de los negocios se analiza la calidad crediticia de los clientes, adaptando el plazo, importe, garantía y condiciones generales contractuales según su grado de solvencia, para minimizar así los créditos incobrables. Adicionalmente, cuando la evaluación del riesgo lo determina, la Sucursal puede requerir mecanismos de cobertura crediticia con el fin de mitigar el riesgo de pérdida, tales como cartas de crédito *stand-by*, garantías bancarias, hipotecas, seguros de crédito y otros instrumentos que aseguren un adecuado resguardo del recupero.

La Sucursal constituye una previsión para deudores incobrables en función a su política contable detallada en la Nota 2.3.6.1 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025.

Los activos más líquidos de la Sucursal se encuentran en entidades bancarias con calificaciones crediticias consideradas adecuadas, buscando tener un portafolio diversificado, de bajo riesgo y alta liquidez, con rendimientos de mercado.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado fundamentalmente a: (i) la capacidad de la Sucursal para financiar sus inversiones y planes de negocio con fuentes de financiamiento estables; (ii) su nivel de endeudamiento; y (iii) el perfil de vencimientos de la deuda financiera.

La Sucursal mantiene recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no comprometidas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras.

Gestión de capital

Al 31 de diciembre de 2025, la deuda financiera corriente y no corriente con entidades de crédito y por la emisión de obligaciones negociables, menos el efectivo y equivalentes de efectivo es la siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2025 *(en millones de pesos)*
Obligaciones negociables	2.981.030
Préstamos con entidades de crédito	2.245.306
Efectivo y equivalentes de efectivo	(908.503)
Posición financiera neta (pasiva)	4.317.833
Patrimonio	11.028.747
Ratio	39,15%

Al 31 de diciembre de 2025, la Sucursal presenta un capital de trabajo negativo de Ps.649.399 miles en línea con la estrategia financiera definida por la Dirección de la Sucursal.

Política de garantías

Como respaldo de los límites de créditos concedidos a los clientes vinculados al negocio del segmento *downstream*, la Sucursal tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de Ps.428.739 miles, que respaldan a Ps.215.301 miles de créditos por ventas, al 31 de diciembre de 2025.

Acuerdos Fuera de Balance

La Sucursal no tiene pasivos fuera del balance ni participaciones o en relación con vehículos de objecto especial.

Principales políticas y estimaciones de la Sucursal

A continuación se exponen las principales políticas de la Sucursal que son aquellas que requieren que la Gerencia ejerza su criterio con mayor atención dado el grado de complejidad en su aplicación. Las estimaciones financieras que realiza la Sucursal en este contexto le exigen calcular variables y asumir supuestos sobre cuestiones inciertas. La confección de los estados financieros de conformidad con las NIIF requiere que la dirección realice estimaciones y presunciones que afectan ciertos montos del activo, pasivo, ingresos y gastos informados. Los resultados reales podrían en algunos casos diferir de estas estimaciones.

Estimaciones de reservas de gas y petróleo

La Sucursal contabiliza sus actividades de exploración y producción de gas y petróleo según el método del "esfuerzo exitoso". Las inversiones relacionadas con tales actividades se deprecian en base al método de depreciación por "unidades de producción" sobre la base de reservas probadas o probadas y desarrolladas, según corresponda, bloque por bloque. Las reservas se basan en estudios técnicos preparados internamente, revisados y certificados por consultores externos de petróleo y gas, y posteriormente aprobados por la dirección de la Sucursal, en base a metodologías de estimación recomendadas por organizaciones internacionales de especialistas en reservas de hidrocarburos consistentes con los lineamientos seguidos por la SEC. Las reservas de gas y petróleo se dividen en reservas probadas y no probadas. Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y GLP que, según datos geológicos y de ingeniería, tienen una certeza razonable de ser recuperadas en años futuros de reservorios conocidos en las condiciones económicas y operativas existentes. Las evaluaciones de reservas de gas y petróleo son importantes para una efectiva administración de activos. Constituyen parte integrante de las decisiones de inversión de la Sucursal respecto de activos gasíferos y petrolíferos así como también en el proceso de planificación de la forma en que se debe proceder con la explotación o si deben emprenderse métodos de recuperación asistida. Las cantidades de reservas probadas de gas y petróleo también son utilizadas como base para calcular los coeficientes aplicables según el método de las unidades de producción para la depreciación de los bienes de uso y para evaluar el deterioro en caso de que indicadores sugieran que debe llevarse a cabo un test de deterioro en relación con cierto activo. La estimación de reservas es un proceso continuo basado en análisis técnicos rigurosos de información sobre pozos, tales como indicadores de flujo y bajas de presión del reservorio y, en consecuencia, está sujeta a incertidumbres tales como, entre otros, los índices de recupero de la producción, la oportunidad en la que se realizan las inversiones para el desarrollo de los reservorios y el grado de madurez de los yacimientos.

Deterioro de activos financieros

La Sucursal reconoce en resultados una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas de los activos financieros valorados a costo amortizado y a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

Deterioro de activos no financieros

Se determina si existe pérdida por deterioro de valor comparando el valor neto contabilizado del activo bajo análisis con el valor recuperable estimado del mismo al cierre o cuando se detectan indicios de que algún

activo pudiera haberla sufrido. Para este cálculo los activos se agrupan en UGEs, cuyos flujos de fondos deben ser independientes de los de otros activos o UGEs.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor de realización neto de los costos de venta y el valor de uso que se determina estimando los flujos futuros de fondos descontados mediante la aplicación de una tasa representativa del costo del capital empleado.

Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es menor al neto contabilizado en libros, este último se reduce hasta igualarlo al valor recuperable, reconociendo la consiguiente pérdida en el estado del resultado.

Ante nuevos eventos o cambios en las circunstancias que evidencien que una pérdida por deterioro registrada pudiera ya no ser necesaria total o parcialmente, se calcula nuevamente el valor recuperable del activo o de la UGE de que se trate y, de corresponder, se reversa, en la medida pertinente, la pérdida por deterioro registrada. En el caso de reversión, el importe contabilizado del activo o de la UGE se incrementa hasta el importe recuperable estimado siempre que el mismo no fuera mayor al que se hubiera arribado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro.

El valor recuperable de los activos es en general el valor de uso estimado a partir de los flujos de fondos futuros derivados del uso de dichos activos, descontados a la tasa que refleja el costo del capital empleado. Para su cálculo la Sucursal usa proyecciones de los flujos de caja basados en las mejores estimaciones disponibles de sus ingresos, gastos e inversiones considerando los hechos relevantes pasados y las expectativas de evolución del negocio y el mercado. La evolución de los precios de venta de los hidrocarburos, de los costos, las inversiones y del tipo de cambio son algunos de los factores más significativos que intervienen en el cálculo. La Sucursal verifica que los flujos de caja no excedan temporalmente el límite de la vida productiva de sus yacimientos y/o la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los flujos de fondos estimados se basan, entre otros factores, en niveles de producción y de inversiones futuras necesarios alineados con las reservas de hidrocarburos, sus costos de producción y tasas de agotamiento.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 no se observaron indicios de deterioro o recupero de deterioro.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 hubo un deterioro neto de activos no financieros por Ps.1.088.433 millones, correspondientes al deterioro de las UGEs Lindero Atravesado y Cerro Dragón por Ps.315.483 millones y Ps.831.917 millones, respectivamente, neto de recupero de deterioro de Ps. 58.967 millones con relación al segmento *downstream*. Para más información sobre este tema, véase la Nota 19 a los Estados Financieros Anuales de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025, páginas 77 y 78.

Los cálculos para determinar el deterioro y/o recupero del año 2024 se hicieron según lo expuesto en la Nota 2.3.3 de los Estados Financieros Anuales de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2024 por diferencia entre el valor de libros (costo) de los activos (netos de la previsión para deterioro de activos no financieros) y su valor de uso determinado en función de los flujos de fondos futuros estimados descontados a la tasa promedio ponderada de 11,2% para las UGEs correspondientes al segmento *upstream* y de 9,7% anual para la UGE del segmento *downstream*. El resultado neto por deterioro de cada ejercicio se incluye en la línea Deterioro de activos no financieros, neto del estado del resultado.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, los indicios identificados para el análisis de deterioro o recupero de deterioro fueron los cambios en las perspectivas económicas y de comercialización, que afectaron negativamente al programa de inversiones en desarrollos convencionales, reasignándose los fondos a inversiones con foco en desarrollos no convencionales en línea con las tendencias en la industria.

Los bienes afectados por el deterioro y recupero de deterioro en el segmento *upstream* son básicamente plantas, pozos e instalaciones, y en el segmento *downstream*, instalaciones y maquinarias de refinación y comercialización.

Depreciación, agotamiento y amortización

El agotamiento del costo de adquisición de yacimientos y la depreciación de costos de perforación y desarrollo relacionados son reconocidos utilizando el método de unidades de producción. La depreciación del resto de los bienes de propiedad, planta y equipo se computa sobre una base de línea recta a lo largo de la vida económica estimada de cada bien. Los costos incurridos en áreas sin reservas probadas estimados como no productivos se imputan a resultados. Los activos a largo plazo con valores financieros que no se prevén sean recuperados a través de flujos de fondos futuros, se disminuyen contablemente a su valor razonable. El valor razonable se determina en general a través de los flujos de fondos netos futuros

estimados.

Abandono de pozos e instalaciones

La Sucursal registra el valor razonable de la obligación de retiro de activos en el período en el que se incorpora el bien que ha de generar tal obligación aumentando el valor contable de dicho bien. Luego de la medición inicial de la obligación de retiro del activo, la obligación es ajustada al cierre de cada período para reflejar el transcurso del tiempo y la variación del costo de abandono futuro estimado. El activo es depreciado a lo largo de la vida útil remanente del bien relacionado y la obligación genera anualmente un cargo a resultados como consecuencia de la aplicación de tasas de descuento al momento de determinar el valor razonable de la obligación (cada año la obligación aumenta de valor al descontarse durante un menor período de tiempo).

Procedimientos legales

La Sucursal se encuentra en general sujeta a reclamos originados en el curso habitual de los negocios, así como a procedimientos regulatorios y de arbitraje. La dirección y los asesores legales evalúan estas situaciones en base a su naturaleza, probabilidad de que se materialicen y los montos involucrados, a fin de decidir los montos que deben ser devengados y/o informados. Este análisis incluye procedimientos judiciales en curso contra la Sucursal y reclamos aún no iniciados. De acuerdo con la evaluación de la dirección, la Sucursal constituye provisiones para cumplir con estos costos cuando es probable que se haya incurrido en una responsabilidad y puede realizarse una estimación razonable de la obligación. Las estimaciones se basan en la evaluación de los asesores legales de los casos y el criterio de la Dirección.

Las contingencias desfavorables son situaciones existentes que pueden resultar en una pérdida, cuya materialización depende de eventos futuros inciertos. Las contingencias incluyen, entre otros, procesos judiciales pendientes de resolución, reclamos de terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades y cuestiones de interpretación legislativa o contractual.

Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y procesos no son estimables con certeza. La Sucursal, con la asistencia de sus asesores legales y otros, evalúa periódicamente las contingencias y su potencial exposición financiera. Si la pérdida potencial se considera probable y su valor razonable a la fecha de cierre, en base a la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación, puede ser estimado; se registra una provisión en base a la información disponible (incluyendo los gastos directamente relacionados con cada contingencia). Si la potencial pérdida no es probable, pero sí razonablemente posible, o es probable pero su monto no puede ser estimado; la contingencia y la estimación de la posibilidad de ocurrencia se expone en nota a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora siempre que sea significativa. Las contingencias remotas no se exponen, salvo las relacionadas con las garantías que se mencionan en la Nota 12.2 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2025.

La Sucursal ha sido demandada en ciertos juicios, y además tiene ciertos procesos administrativos en curso. Basados en la información disponible, la Dirección y los asesores letrados de la Sucursal consideran que la responsabilidad contingente que podría surgir de dichos litigios y procesos administrativos no tendría un efecto material adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de la Sucursal.

Los activos contingentes son aquellos de naturaleza posible, surgidos a raíz de sucesos pasados, cuya existencia es confirmada por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más eventos en el futuro que no están enteramente bajo el control de la Sucursal. De acuerdo con las NIIF los activos contingentes no deben contabilizarse.

Pozos exploratorios secos

La Sucursal cancela contablemente los costos de exploración incurridos en relación con un pozo exploratorio luego de completado el testeo del pozo y determinada la no recuperabilidad comercial de reservas del pozo.

Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc.

Para esta información véase "*Políticas de la Emisora—Investigación, desarrollo, innovación, patentes, licencias, etc*".

Impuestos

Impuesto a las ganancias:

El resultado por impuesto a las ganancias comprende el impuesto corriente y el impuesto diferido. Se reconoce en el resultado del ejercicio salvo que se relacione con ítems que se hayan reconocido directamente en el patrimonio o en otro resultado integral.

Impuesto a las ganancias corriente:

El impuesto a las ganancias corriente comprende los montos que se espera pagar o recuperar relacionados con la ganancia gravada y la pérdida deducible del ejercicio y cualquier ajuste proveniente de ejercicios anteriores. El importe del impuesto a las ganancias corriente por pagar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar y que refleja la incertidumbre relacionada con el impuesto a las ganancias, si existe alguna. En la medición se utiliza la alícuota vigente a la fecha de cierre.

Impuesto a las ganancias diferido:

La Sucursal reconoce el efecto impositivo de las diferencias temporarias entre la valuación contable y la impositiva de los activos y pasivos como impuesto a las ganancias diferido.

El impuesto diferido se mide utilizando la alícuota impositiva que se espera sea aplicable cuando las diferencias temporarias se reversen, aplicando alícuotas impositivas sancionadas o sustancialmente sancionadas a la fecha de los estados financieros reflejando las consecuencias fiscales derivadas de la forma en la cual la Sucursal espera, a la fecha de los estados financieros, recuperar o cancelar los valores contables de sus activos y pasivos.

Asimismo, el impacto de las variaciones cambiarias sobre los activos no monetarios también genera un cargo por impuesto diferido en el estado del resultado.

El importe en libros de los activos por impuesto a las ganancias diferido se revisa en cada fecha de cierre de ejercicio y se reduce en la medida en que ya no sea probable que exista suficiente ganancia fiscal para permitir que se utilice todo o una parte del activo por impuesto a las ganancias diferido antes de su prescripción o agotamiento.

Los activos por impuesto a las ganancias diferido no reconocidos se reevalúan en cada fecha de cierre de ejercicio y se reconocen en la medida en que se torne probable que las ganancias fiscales futuras permitan recuperar el activo por impuesto a las ganancias diferido.

Posiciones fiscales inciertas:

En la determinación de los montos de impuesto a las ganancias corriente y diferido, la Sucursal considera el impacto de las posiciones fiscales inciertas relacionadas con el impuesto a las ganancias. La evaluación se basa en estimaciones y premisas que pueden involucrar una serie de juicios sobre eventos futuros. Nueva información disponible puede causar que la Sucursal modifique sus juicios con relación las deudas por impuestos reconocidas; tales cambios en las deudas impositivas impactarían el cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio en el cual se realiza dicha determinación.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas de hidrocarburos se reconocen cuando los riesgos significativos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos al comprador según los términos de los acuerdos o contratos respectivos, lo cual sucede cuando el cliente toma la posesión del producto asumiendo sus riesgos y beneficios. Las ventas así determinadas se exponen netas de derechos de exportación.

Para reconocer los ingresos por ventas, la Sucursal utiliza el método por el cual se registran los mismos sobre la base del volumen real entregado a los compradores, independientemente de que sean de producción propia o compartida con otros productores. En caso de diferencias entre la asignación real y la del contrato respectivo, se reconoce el correspondiente desbalanceo, según sea la producción asignada a la Sucursal mayor o menor respecto de la correspondiente a su participación en el consorcio o UTE.

Para reconocer subvenciones gubernamentales, la Sucursal aplica la NIC 20, "*Contabilización de las subvenciones del Gobierno*". Para dicho reconocimiento, NIC 20 requiere que: (i) se hayan cumplido las condiciones para acceder al beneficio, y (ii) que la percepción del mismo se encuentre razonablemente asegurada. Consecuentemente, la Sucursal registra estos beneficios una vez que considera que tales condiciones han sido cumplidas.

Moneda funcional

La gerencia de la Sucursal concluyó, en base a los lineamientos de la Norma Internacional de Contabilidad 21, que su moneda funcional es el Dólar Estadounidense.

En consecuencia, la información financiera fue preparada en dicha moneda y posteriormente convertida a pesos, que es la moneda de presentación definida por las Normas de la CNV.

A tales efectos, la información preparada en Dólares Estadounidenses fue convertida a pesos aplicando el siguiente procedimiento:

- los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio vigentes a cada cierre;
- los ingresos y gastos se convierten al tipo de cambio de la fecha de cada transacción; y
- las diferencias de conversión de la moneda funcional a la de presentación, que se ponen en evidencia en función de lo anterior, se incluyen desde la fecha de transición a las NIIF (1 de enero de 2011) en "*Otro resultado integral*", en el patrimonio.

En virtud de ello, la gerencia de la Sucursal estima que cuenta con el capital de trabajo necesario para afrontar el giro ordinario de sus negocios en virtud de los usos y costumbres de la industria petrolera de la Argentina.

Información sobre tendencias

Los resultados de la Sucursal se ven generalmente afectados por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y de sus derivados tanto local como internacionalmente, las fluctuaciones en los costos operativos y en el tipo de cambio imperante a cada momento, las condiciones económicas generales de la Argentina y de los principales mercados en los que opera, al igual que por las regulaciones gubernamentales.

La Emisora opera en un contexto económico cambiante cuyas variables principales han sido recientemente impactadas por una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos políticos y económicos tanto en el ámbito nacional como internacional.

Para el año 2025, el plan de inversiones en las áreas de producción (segmento *upstream*) operadas por la Emisora sigue orientado principalmente al desarrollo de petróleo convencional en la cuenca del Golfo San Jorge y al desarrollo de reservorios de gas y petróleo no convencional en la cuenca Neuquina. Las áreas no operadas por la Sucursal en las que ésta tiene participación incluyen también inversiones significativas en el desarrollo de reservorios convencionales y no convencionales.

Asimismo, la Sucursal continúa trabajando con el propósito de mejorar sus niveles de excelencia operativa en la exploración y producción de hidrocarburos y en la refinación y comercialización de productos derivados, realizando sus mejores esfuerzos para aumentar su producción y la incorporación de reservas, acompañando de esta forma las necesidades energéticas del país. Adicionalmente, mantiene su firme compromiso con la preservación del medio ambiente y con el cuidado de la salud y la seguridad de su personal y de sus contratistas como así también con las comunidades en donde opera, a través de sus programas de Responsabilidad Social Empresaria.

VIII. INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento constitutivo y Estatutos

La Emisora, es la sucursal de Pan American, una sociedad extranjera, constituida y vigente en el Reino de España, cuyo único accionista es Pan American Energy Group, S.L.

El 16 de diciembre de 2017, las acciones de Pan American de titularidad indirecta de BP y BC, y las acciones de Axion Holding de titularidad indirecta de BC, fueron aportadas a Pan American Energy Group, una nueva empresa integrada de energía, que se convirtió en la sociedad *holding* de la Compañía. El 1 de abril de 2018, Axion Argentina transfirió su fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos, los cuales fueron integrados en la Sucursal, siguiendo el procedimiento establecido en la Ley N°11.867 de la Argentina (transferencia de fondo de comercio) en relación con la transferencia de establecimientos comerciales. Como resultado de ello, se completó la transferencia de las operaciones del segmento *downstream* de Axion Argentina a la Sucursal. Con fecha 15 de octubre de 2021, Axion Argentina trasladó su domicilio social a Madrid, España, con mantenimiento de su personalidad jurídica, y posteriormente con fecha 31 agosto de 2022 Pan American absorbió por fusión a Axion Argentina sucediendo íntegramente a título universal a esta última en todos sus bienes, derechos y obligaciones, entendiéndose transmitido el patrimonio de ésta última a Pan American.

Para más información véase "*Estructura de la Emisora y su grupo económico*" en el presente Prospecto.

La Emisora

La Emisora (i) se encuentra inscripta en la Argentina bajo los artículos 118 y 123 de la Ley General de Sociedades, en la IGJ el 17 de octubre de 1997, bajo Nº 1868 y 1869, Libro 54, Tomo B de Estatutos Extranjeros; (ii) tiene su sede social en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, inscripta en la IGJ, el 2 de octubre de 1998, bajo el Nº 2086 del Libro 54, tomo B de Estatutos Extranjeros; (iii) tiene un Capital Asignado de Ps.221.779.007; y (iv) cuenta con un Representante Legal, el Sr. Gonzalo A. Fratini Lagos, cuyo mandato tiene efectos a partir del 1 de abril de 2024 y hasta el 31 de marzo de 2027, inscripto en la IGJ con fecha 4 de abril de 2024, bajo el número 248, libro 63, tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero.

Como consecuencia del Traslado, y del cambio de denominación social de Pan American, la Sucursal adoptó la denominación "*Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina*". El cambio de denominación social de la Sucursal fue inscripto por la IGJ con fecha 31 de enero de 2019.

La Emisora se dedica principalmente a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, a la refinación del petróleo crudo y a la distribución y comercialización de productos refinados. En este sentido, el objeto social de la Sucursal se encuentra directa o indirectamente relacionado con (a) (i) la exploración, desarrollo, producción, refinación, industrialización, procesamiento, comercialización y marketing de hidrocarburos, combustibles y productos derivados, (ii) la generación y comercialización de energía, (iii) el desarrollo, producción y comercialización asociados a la petroquímica y sus productos derivados, (iv) cualquier otra actividad necesaria, asociada, conveniente, deseada o inherente a lo antes mencionado, y (b) la adquisición, tenencia, dirección, gestión, administración, disposición y pignoración de valores mobiliarios de toda clase. A tal fin, la Sucursal tendrá plena capacidad jurídica para realizar todo tipo de actos, contratos u operaciones que se relacionen directa o indirectamente con el cumplimiento de su objeto.

Monto del capital asignado a la Sucursal

La Sucursal posee actualmente un capital asignado de Ps.221.779.007, producto de dos asignaciones, la primera de ellas de Ps.200.000.000, inscripta en la IGJ el 11 de julio de 2003, bajo el N°1257, Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros, y un aumento posterior a Ps.21.779.007, inscripto en la IGJ el 12 de diciembre de 2005, bajo el N°2106, Libro 58, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

Evolución del capital social en los últimos tres años

No han existido modificaciones en los últimos tres años respecto a la conformación del capital descripto en el Prospecto.

b. Contratos importantes

No existen contratos importantes distintos a los originados en el curso ordinario de los negocios.

c. Controles de cambio

A continuación, se describen las principales normas vigentes en materia de ingreso y egreso de fondos desde y hacia la Argentina. Para un mayor detalle sobre las restricciones cambiarias y los controles de ingreso y egreso de fondos, se sugiere a los potenciales inversores consultar con sus asesores legales y en el sitio web del Ministerio de Justicia de la Nación www.infoleg.gob.ar, o en el sitio web del BCRA www.bcra.gob.ar.

Restricciones generales para el acceso al Mercado Libre de Cambios

Adicionalmente a los requisitos que sean aplicables en cada caso de conformidad con las Normas de Exterior y Cambios (texto ordenado según Comunicación "A" 8307 y modificatorias) (las "Normas de Exterior y Cambios"), se establecen ciertos requisitos generales para todas las operaciones de egreso.

En relación con las operaciones que correspondan a egresos por el MLC –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes-, las entidades deberán requerir la presentación de una declaración jurada del cliente persona jurídica en la que conste que:

(i) en el día en que solicita el acceso al MLC y en los 90 días corridos anteriores no ha efectuado, directa o indirectamente o por cuenta y orden de terceros, (a) ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (b) canjes de títulos valores por otros activos externos; (c) transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior; (d) adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos externos; (e) adquisición de CEDEARs; (f) adquisición de títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; o (g) entrega de fondos en moneda local u otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a cualquier persona humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no, como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, de activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(ii) se compromete a no realizar ninguna de las operaciones mencionadas en el punto (i) anterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes.

En caso de haber realizado operaciones con títulos no deberán tenerse en cuenta las ventas de títulos con pago en moneda extranjera siempre que los fondos obtenidos bajo tales operaciones hubieran sido utilizados dentro de los diez días corridos para ciertos fines, incluyendo, entre otros: (i) pagos a partir de vencimientos de servicios de deuda de nuevos endeudamientos financieros con el exterior desembolsados a partir del 2 de octubre de 2023, que prevean un plazo de gracia para el pago del capital de al menos un año; (ii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes efectuadas a partir del 2 de octubre de 2023 siempre que la repatriación se produzca al menos un año después de la realización del aporte de capital; y (iii) pagos a partir del vencimiento de servicios de deuda (capital o intereses) de títulos de deuda emitidos a partir del 2 de octubre de 2023 con registro público en el país, denominados y suscriptos en moneda extranjera, cuyos servicios sean pagaderos en el país y que posean un plazo de gracia para el pago del capital de al menos dos años.

El cliente debe presentar una declaración jurada en la que conste el detalle de sus controlantes directos y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico, y declarar que en el día en que solicita el acceso al MLC y en los 90 días corridos anteriores no entregó en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, a tales controlantes directos, o empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios. Se admite también la presentación de una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo referido el cliente no entregó en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos a ninguna persona, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad.

En todos los casos no deben considerarse las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de canjes de títulos de deuda emitidos por la Argentina, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado.

La entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA para cursar la operación solicitada por el cliente persona jurídica, excepto que cuente con una declaración jurada en la que deje constancia que:

(i) al momento de acceso al MLC, la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no posee CEDEARs y/o activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto en conjunto superior equivalente a US$100.000 (Dólares Estadounidenses cien mil). Son considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado

o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.). No se consideran activos externos líquidos disponibles los fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de financiamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En caso de que tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto mayor al mencionado al inicio del día en que accede al MLC, la entidad financiera también podrá aceptar una declaración jurada en la que se deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos fueron utilizados en forma total durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC o que fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios, y que son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o posfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 20 días hábiles desde su percepción; y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5. y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos; y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en los últimos 180 días corridos por desembolsos en el exterior recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024 de endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5. y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6. iii); y/o son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en emisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6; y

(ii) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

La presentación de esta declaración jurada no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (a) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente; (b) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra; y (c) los pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Adicionalmente, se exceptúan de estas restricciones, entre otras, a: (a) las ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("BOPREAL"), o las transferencias de los mencionados bonos a depositarios en el exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria por aquellos que participaron en dicha instancia; y (b) las ventas con liquidación en moneda extranjera en el exterior o las transferencias a depositarios del exterior que concreten, a partir del 1 de abril de 2024, los importadores de bienes y servicios que hayan adquirido en una suscripción primaria de bonos BOPREAL, cuando el valor de mercado de dichas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de bonos BOPREAL adquiridos en la suscripción primaria y su valor nominal, si el primero resultase menor.

Asimismo, las Normas de Exterior y Cambios establecen la necesidad de contar con la autorización previa del BCRA para cualquier operación de egreso respecto de las personas incluidas en la base de datos de documentos o facturas apócrifas de la ARCA y en la base de datos de CUITs con operaciones inconsistentes.

Liquidación de cobros de exportaciones de bienes

Se establece, como regla general, la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros correspondientes a exportaciones de hidrocarburos (entre otros bienes) oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019, en un plazo de 30 días corridos contados desde el cumplido de embarque, o de 20 días hábiles desde el cobro, el que sea menor.

En el caso de que el exportador sea un VPU adherido al RIGI, que hubiera declarado prever hacer uso del beneficio establecido en el Artículo 198 de la Ley de Bases (libre disponibilidad de cobros de exportaciones), se le aplicarán beneficios especiales en concordancia con las regulaciones cambiarias aplicables, incluyendo, entre otros: (i) el derecho a disponer libremente de ciertos montos de sus ingresos

por exportaciones, sin obligación de repatriarlos y liquidarlos en Pesos a través del MLC; (ii) no estar sujetos a la obligación de transferir a la Argentina y liquidar en Pesos a través del MLC los ingresos provenientes de sus exportaciones de servicios; (iii) no estar obligados a repatriar y liquidar en Pesos a través del MLC los fondos obtenidos de financiamientos locales y externos; y (iv) que las regulaciones cambiarias vigentes o futuras no podrán limitar ni restringir el acceso al MLC para el pago de capital,— incluyendo pagos anticipados y el pago de intereses y pagos accesorios relacionados con endeudamiento financiero externo, ni para la repatriación de inversiones directas de no residentes o el pago de dividendos, siempre que se cumplan determinadas condiciones. Asimismo, de acuerdo con la Comunicación "A" 8191, en caso de que el exportador sea un beneficiario del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos aprobado por el Decreto N°929/2013, se podrá considerar cumplido el seguimiento de un permiso de embarque por la parte del permiso que se encuentre amparado por un "Certificado Decreto 929/13" emitido de acuerdo con la Resolución SE N°26/2023 (que reglamentó el beneficio de exportación del 20% de la producción de proyectos promovidos sin aplicación de derechos de exportación).

Si bien las Normas de Exterior y Cambios mantienen la obligación de liquidar el cobro de las exportaciones a través del MLC, el punto 2.7 de las Normas de Exterior y Cambios permite evitar la liquidación de los cobros de exportaciones en el MLC (no así su ingreso) en la medida en que (a) los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales; (b) el ingreso se efectúe dentro del plazo aplicable para la liquidación de los fondos en el MLC; (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa vigente permite el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites aplicables; y (d) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Se establece la obligación de ingresar a través del MLC los desembolsos bajo nuevas prefinanciaciones, posfinanciaciones y anticipos de exportación en un plazo de 20 días hábiles desde el desembolso.

Los montos en moneda extranjera percibidos por el cobro de siniestros por coberturas contratadas deberán ser liquidados en el MLC en la medida en que cubran el valor de los bienes exportados.

Asimismo, de conformidad con los puntos 7 y 8 de las Normas de Exterior y Cambios se establecen diversas disposiciones en materia de régimen de seguimiento de cobros de exportaciones de bienes, excepciones a la obligación de ingreso, permisos en gestión de cobro, entre otras cuestiones. En materia de seguimiento, cada exportador deberá designar una entidad financiera encargada del seguimiento de los permisos de embarque. La obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones correspondientes a un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad de seguimiento hubiera certificado tal cumplimiento por los mecanismos establecidos a ese efecto en las normas.

Por otra parte, de acuerdo con el Decreto N°661/2019 se dispuso que el cobro de los beneficios a la exportación previstos en el Código Aduanero estará sujeto a que los exportadores hayan previamente ingresado al país y/o negociado en el MLC las correspondientes divisas de acuerdo con la normativa vigente.

Sujeto a ciertos requisitos, se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones de bienes a la cancelación de: (i) prefinanciaciones y financiaciones de exportaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales; (ii) prefinanciaciones del exterior, anticipos de exportación y posfinanciaciones de exportación liquidadas en el MLC; (iii) servicios de deuda correspondientes a endeudamientos financieros liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020, cumpliendo con los términos y condiciones establecidos en el punto 7.9.2 de las Normas de Exterior y Cambios; (iv) repatriación de inversiones extranjeras directas liquidadas por pesos en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020, cumpliendo con los términos y condiciones establecidos en el punto 7.9.2 de las Normas de Exterior y Cambios; (v) pago de servicios de deuda, pago de dividendos y repatriación de inversiones extranjeras directas correspondientes a proyectos aprobados bajo el Decreto 234, siempre que se cumplan los términos y condiciones establecidos en el punto 7.10 de las Normas de Exterior y Cambios; y (vi) financiaciones de importaciones y endeudamientos financieros contraídos para financiar el pago de importaciones, siempre que cumplan con los distintos términos y condiciones establecidos en el punto 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios. Los cobros de exportaciones también pueden aplicarse a otros endeudamientos financieros, sujetos a la previa autorización del Banco Central, y a emisiones de deuda que cumplan con los requisitos mínimos de plazo y aplicación previstos en las secciones 7.9 a 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios.

El punto 8.5.18 de las Normas de Exterior y Cambios refiere a los pagos locales en pesos y/o moneda extranjera para los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera. En virtud de esta normativa, la continuidad del permiso de exportación se considerará, total o parcialmente, cumplida por el monto equivalente al monto pagado localmente en pesos y/o en

moneda extranjera al exportador por un agente local que sea titular del medio de transporte registrado en el exterior. Sin embargo, esta determinación está sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones, así como a determinados umbrales de monto. Por otra parte, la Comunicación "A" 7914, y modificatorias, estableció restricciones a cobros locales en pesos y/o en moneda extranjera por exportaciones del referido régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera.

Asimismo, en virtud de lo establecido por el punto 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones de bienes al pago de servicios de capital e intereses de: (i) financiaciones de importaciones otorgadas por el proveedor; (ii) financiaciones comerciales por la importación de bienes donde los desembolsos en divisas se aplicaron, neto de gastos, directa e íntegramente a pagos anticipados, a la vista y/o diferidos al proveedor del exterior y/o a pagos en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada, que hayan sido otorgados por (a) una entidad financiera del exterior o agencia de crédito a la exportación del exterior; o (b) una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de una entidad financiera del exterior; (iii) préstamos financieros otorgados por contrapartes vinculadas cuyos desembolsos en divisas se aplican directa e íntegramente al pago anticipado, a la vista y/o diferido al proveedor del exterior y/o a pagos en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada; (iv) préstamos financieros otorgados por los acreedores antes mencionados, liquidados en el MLC y que simultáneamente se aplican a realizar pagos de importaciones anticipados, a la vista y/o diferidos de importaciones de bienes al proveedor y/o al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada; (v) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior o con registro público en el país denominados en moneda extranjera que contemplen que sus servicios serán pagaderos en el país o en el exterior, en la medida que: (a) la emisión se haya concretado a partir del 21 de septiembre de 2023 y los fondos hayan sido suscriptos totalmente en el exterior; (b) el título no registre vencimientos de capital como mínimo por dos años; (c) la totalidad de los fondos obtenidos se hayan aplicado en un plazo de 120 días corridos de su recepción para concretar pagos anticipados y/o a la vista y/o diferidos de importaciones de bienes al proveedor del exterior y/o los pagos en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones de bienes no incluidos en su condición de compra pactada; y (vi) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior o en el país, suscriptas totalmente en el exterior, pagaderas en moneda extranjera en el país o en el exterior, con cierto vencimiento mínimo y siempre que, luego de su liquidación, los fondos sean simultáneamente aplicados al pago anticipado, a la vista o diferido de importaciones vía MLC. La aplicación de los cobros de exportaciones debe realizarse con posterioridad a la nacionalización de los bienes y los endeudamientos deben cumplir con ciertas condiciones en materia de plazo.

La aplicación de cobros de exportaciones a otras financiaciones está sujeta a la previa autorización del BCRA.

Obligación de ingresar y liquidar los cobros de exportaciones de servicios

Se dispone la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los cobros correspondientes a exportaciones de servicios (servicios prestados a no residentes) dentro de los 20 días hábiles de su cobro.

Sin perjuicio de esta norma general, las Normas de Exterior y Cambios (puntos 2.2.4 y 7.9) autorizan a los exportadores a aplicar los cobros de sus exportaciones de servicios para garantizar o cancelar endeudamientos financieros específicos y al pago de repatriaciones de inversiones directas de no residentes, siempre que se reúnan ciertas condiciones y exigencias; para mayor información véase "—*Aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación/garantía de nuevo endeudamiento financiero/inversiones en el exterior*".

Como excepción, el Punto 2.2.2. de las Normas de Exterior y Cambios autoriza a los exportadores de servicios a no liquidar una parte de sus cobros de exportaciones de servicios en la medida en que se cumplan con los límites y condiciones previstas en dicha norma. Asimismo, con fecha 18 de septiembre de 2025, el BCRA dejó sin efecto el límite anual de US$36.000 previsto en el Punto 2.2.2.1. de las Normas de Exterior y Cambios y habilitó para las personas humanas el mecanismo de excepción de la obligación de liquidación de los cobros de exportaciones de servicios sin límite de monto. En forma complementaria, en BCRA aclaró que las entidades no podrán cobrar comisiones en aquellas operaciones concretadas por personas humanas residentes que impliquen la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera. Por último, el BCRA dispuso nuevas excepciones en el punto 7.1.1.2. de las Normas de Exterior y Cambios referido al plazo para el ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes.

Las personas que ingresen y liquiden en el MLC, a partir del 1 de agosto de 2025, nuevas prefinanciaciones de exportaciones con una vida promedio no inferior a tres años que contemplen como mínimo un año de gracia para el pago de capital o alternativamente una vida promedio no inferior a dos años con 18 meses de gracia para el pago de capital y que hayan sido otorgadas por entidades financieras del exterior o por entidades financieras locales con fondeo de líneas de crédito del exterior, podrán: (a) acumular los fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios del deudor en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de dicha prefinanciación según lo previsto en el contrato de financiamiento. Esta opción estará disponible hasta alcanzar el 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores, debiendo los fondos excedentes ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los plazos previstos en las normas generales en la materia. En caso de que la fecha hasta la cual los cobros deben permanecer depositados en virtud de lo exigido en el contrato del financiamiento fuese posterior al vencimiento del plazo para la liquidación de divisas, el exportador podrá solicitar que este plazo sea ampliado hasta el quinto día hábil posterior a dicha fecha. (b) Acceder al MLC en los términos previstos en el punto 3.11.3. del las Normas de Exterior y Cambios para la compra de moneda extranjera para la constitución de garantías en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de dicha prefinanciación según lo previsto en el contrato de financiamiento.

Normas aplicables a los endeudamientos financieros

Se establece el requisito de ingresar y liquidar en el MLC el producido de nuevos endeudamientos financieros con el exterior que se desembolsen a partir del 1 de septiembre de 2019 como condición para el acceso al MLC para efectuar pagos en virtud de dichos endeudamientos. Las Normas de Exterior y Cambios no fijan un plazo específico para el ingreso y liquidación. El punto 2.7 de las Normas de Exterior y Cambios permite evitar la liquidación del desembolso en el MLC (no así su ingreso) en la medida en que (a) el ejercicio de la excepción se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que sea aplicable a la operación; (b) los fondos hayan permanecido hasta el ejercicio de la excepción acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o, en el caso de fondos percibidos en el exterior, ingresados a nombre del cliente en cuentas de corresponsalía de una entidad local; (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa vigente permite el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites aplicables; (d) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Asimismo, el punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios establece que, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, la obligación de transferir a la Argentina y liquidar por Pesos el producido del endeudamiento financiero externo también se considerará cumplida incluso si los fondos no fueron repatriados y liquidados efectivamente en el MLC, en ciertos casos específicos que incluyen, entre otros: (i) endeudamientos desembolsados antes del 1 de septiembre de 2019, (ii) por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas, (iii) por la diferencia entre el valor efectivo y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público colocados bajo la par; (iv) capitalización de intereses; y (v) en relación con ciertos montos correspondientes a emisiones de títulos de deuda realizadas para cumplir con la obligación de refinanciación establecida en la Comunicación "A" 7106 y sus modificatorias.

Adicionalmente, el Punto 3.5 de las Normas de Exterior y Cambios autoriza el acceso al MLC a residentes para la cancelación en el exterior de los servicios de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior concertadas a partir del 5 de febrero de 2021 y que hayan sido parcialmente suscriptas en moneda extranjera en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: (i) que el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior. Si no se cumple al menos una de las dos condiciones señaladas, la emisión cuenta con la conformidad previa del BCRA; (ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los cinco años; (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los tres años de la fecha de emisión; (iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total de la emisión en cuestión; y (v) a la fecha de acceso hayan sido liquidados en el MLC de cambios la totalidad de los fondos suscriptos en el exterior y en el país.

Asimismo, se establece como condición para acceder al MLC para el repago de deudas comerciales y financieras que la deuda en cuestión se encuentre declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. También se requiere la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la precancelación de las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales,

cuando no correspondan a los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito.

Sujeto al cumplimiento de las obligaciones descriptas en el párrafo anterior, el punto 3.5.3 de las Normas de Exterior y Cambios autoriza el acceso MLC para el repago de los servicios de deudas financieras con el exterior a su vencimiento o con hasta tres días hábiles de anticipación.

En el caso de que se trate del pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024 a través de una transferencia al exterior, el acceso al MLC deberá producirse una vez transcurridos al menos 18 meses desde su fecha de emisión (para emisiones a partir del 16 de mayo de 2005) salvo en el caso de títulos emitidos por entidades financieras a partir del 26 de mayo de 2025, cuyo plazo mínimo será de 12 meses.

No será necesaria la conformidad previa del BCRA para la precancelación con más de tres días hábiles antes del vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior en los siguientes casos:

(1) precancelación en forma simultánea con la liquidación de nuevo endeudamiento financiero con el exterior siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (a) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado; (b) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (c) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela;

(2) precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda, sujeto a las siguientes condiciones: (i) la precancelación de intereses se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente; (ii) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (iii) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y (iv) el monto acumulado de pagos de capital bajo los nuevos títulos no sea mayor al monto de pagos de capital que se habría acumulado bajo los títulos canjeados;

(3) precancelación de capital e intereses en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior, sujeto a las siguientes condiciones: (i) la precancelación es efectuada en forma simultánea con la liquidación de fondos de un nuevo endeudamiento financiero otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito con el exterior; (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento es mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (iii) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela; o

(4) precancelación de capital e intereses con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado de deuda siempre que, respecto de la precancelación del capital, (i) el nuevo título de deuda incluya un año de gracia para el pago de capital y su vida promedio sea de al menos dos años mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (ii) el monto acumulado de vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no supere, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela. En el caso de la precancelación de intereses, ésta debe corresponder a los intereses devengados por la deuda refinanciada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente. Además, en este supuesto, se otorga acceso al MLC para (a) pagar como prima de recompra, rescate anticipado o similar hasta el equivalente del 5% del monto del capital de la deuda recomprada y/o rescatada siempre que el pago se concrete de manera simultánea con una liquidación de fondos ingresados desde el exterior por el nuevo título de deuda que exceda al monto de capital que se precancela, como mínimo, por un monto equivalente al monto de la prima abonada y (b) pagar a la fecha de cierre, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes en el marco de la emisión.

Las limitaciones sobre precancelación no son aplicables respecto de los préstamos, ingresados y liquidados por el MLC, otorgados a un VPU adherido al RIGI.

Mediante el punto 3.6.4.2 de las Normas de Exterior y Cambios se establecieron condiciones para el acceso al MLC para la precancelación de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales y de títulos de deuda con registro en el país pagaderos localmente en moneda extranjera.

De acuerdo a las normas vigentes, a los fines del acceso al MLC para el pago de servicios de deuda se autoriza el acceso al deudor o al fiduciario del fideicomiso local que pudiera haber sido constituido para garantizar el pago de la deuda, en la medida en que se compruebe que el deudor hubiera tenido acceso al MLC para dicho pago.

Por otra parte, de acuerdo con el punto 3.11.1 de las Normas de Exterior y Cambios se dispuso que las entidades financieras podrán dar acceso al MLC a los residentes con endeudamientos con el exterior o los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para fondear las cuentas de reserva para el servicio de deuda por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento en las siguientes condiciones: (a) se trate de deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación o endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados, que normativamente tengan acceso al MLC para su repago, en cuyos contratos se prevea la acreditación de fondos en cuentas de garantía de futuros servicios de las deudas con el exterior; (b) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019; (c) los montos acumulados en dichas cuentas de reserva para el servicio de deuda no superen el valor del próximo vencimiento de servicios; (d) el monto diario de acceso al MLC para la compra de moneda extranjera para fondear dichas cuentas de reserva para el servicio de deuda no supere el 20% del monto previsto en el punto anterior; y (e) la entidad financiera interviniente haya verificado la documentación del endeudamiento externo del deudor y cuente con los elementos que le permita avalar que el acceso se realiza en las condiciones establecidas en las normas aplicables. Asimismo, aquellos fondos en moneda extranjera que no se utilicen bajo las mencionadas cuentas de reserva para el servicio de deuda en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en pesos en el MLC dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

El punto 3.11.2 de las Normas de Exterior y Cambios también autorizó a los deudores residentes que deban realizar pagos de servicios de deudas financieras con el exterior o de títulos de deuda locales con acceso al MLC, a acceder al MLC para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido para cada caso, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (a) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales; (b) la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso; (c) el acceso del cliente se encuadra en alguna de las siguientes situaciones: (i) se concreta dentro de los 60 días corridos previos a la fecha de vencimiento por un monto diario que no supere el 10% del monto que se cancelará; o (ii) se concreta dentro de los cinco días hábiles previos al plazo normativo admitido en cada caso por un monto diario que no supere el 20% del monto que se cancelará; y (d) el banco confirma que todos las condiciones se han cumplido. Los fondos en moneda extranjera no utilizados en la cancelación del servicio de deuda comprometido o pago de amortización deberán ser liquidados en pesos en el MLC dentro de los cinco días hábiles posteriores a la fecha de pago respectiva.

Sin perjuicio de las reglas generales para el pago de servicios de deuda con el exterior, como principio general, se establece la necesidad de contar con autorización previa del BCRA para acceder al MLC para el pago de (i) capital, (ii) intereses compensatorios adeudados al 31 de diciembre de 2024 e (iii) intereses punitorios u otros equivalentes bajo deudas financieras con el exterior con acreedores vinculados no residentes. De acuerdo con las Comunicaciones “A” 8233 and 8234, la deuda referida en (i) y (ii) podrá ser cancelada a través de la suscripción de BOPREAL Serie 4.

Se exceptúa de la necesidad de contar con autorización del BCRA al acceso al MLC para (a) el pago, a su vencimiento, de intereses compensatorios devengados a partir del 1 de enero de 2025 sobre el valor original remanente de tales deudas financieras; y (ii) el capital de préstamos con vinculadas ingresados y liquidados en el MLC a partir del 21 de abril de 2025 que tengan una vida promedio de al menos seis meses. Asimismo, la Comunicación “A” 8417 del 9 de abril de 2026 estableció que no se requerirá la conformidad previa prevista en el punto 3.5.6. de las Normas de Exterior y Cambios para dar acceso al MLC para el pago de capital de endeudamientos financieros con contrapartes vinculadas en las siguientes situaciones: (a) cuando en forma simultánea se liquiden fondos ingresados desde el exterior por endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5. otorgados por el mismo acreedor u otros acreedores del exterior vinculados al deudor, que tengan una vida promedio remanente no inferior a cuatro años y que contemplen como mínimo tres años de gracia para el pago de capital; (b) cuando el pago de capital corresponda a un endeudamiento financiero comprendido en el punto 3.5. con una vida promedio remanente no inferior a

cuatro años, que contemple como mínimo tres años de gracia para el pago de capital, y que se haya originado a partir del 10 de abril de 2026 como resultado de la refinanciación con el mismo acreedor de pagos de capital vencidos, alcanzados por la conformidad previa, prevista en el punto 3.5.6.

De acuerdo con el punto 3.5.1.7. de las Normas de Exterior y Cambios se admite el acceso al MLC por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros dos años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros dos años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

Por otra parte, existen normas específicas con respecto a financiaciones de proyectos que califiquen bajo el denominado "*Plan GasAr*". En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto Nº892/2020, podrá autorizarse el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del BCRA (en caso que dicha exigencia se encontrara vigente) para el pago de los servicios de capital e intereses bajo las financiaciones con el exterior en la medida en que se satisfagan las condiciones generales aplicables al pago de financiaciones con el exterior y, asimismo, que las financiaciones pertinentes tengan una vida promedio mínima de dos años.

Finalmente, el Decreto N°277/2022 (reglamentado por el Decreto N°484/2022, la Resolución de la Secretaría de Energía N°13/2023 y Comunicación "A" 7626) aprobó el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural, por el cual, siempre que se cumplan con los requisitos aplicables y por hasta los montos máximos establecidos, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para el pago de servicios de deuda de deudas financieras con el exterior.

Por otra parte, respecto del acceso al MLC para el pago de deudas locales en moneda extranjera, si bien como regla el punto 3.6 de las Normas de Exterior y Cambios prohíbe el acceso para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019, se exceptúa de dicha prohibición, entre otras, a la cancelación a partir de su vencimiento de servicios de capital e intereses de (i) las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC; (ii) pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General CNV N°1003/2024, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios; (iii) valores de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fidecomisos financieros con oferta pública concretadas en concordancia con las disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios; y (iv) emisiones de valores comprendidos en los puntos 3.6.1.3. a 3.6.1.5. que no generaron desembolsos por ser reestructuraciones de deudas comprendidas en esos mismos puntos, en la medida que las refinanciaciones no anticipen vencimientos respecto a la deuda original.

Aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación/garantía de nuevo endeudamiento financiero/inversiones en el exterior

En virtud del punto 7.9 de las Normas de Exterior y Cambios, se autorizó la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios para (i) la cancelación de servicios de capital e intereses de ciertos endeudamientos financieros con el exterior y/o (ii) la repatriación de inversiones directas en el exterior de no residentes; en la medida en que se satisfagan ciertas condiciones y exigencias.

Lo anterior se aplica a:

(i) Endeudamientos financieros con una vida promedio mínima de un año, destinados a la financiación de proyectos que generen un aumento en la producción de bienes a los fines de incrementar la capacidad de exportación, con el objetivo de sustituir importaciones o aumentar la capacidad de transporte de exportaciones de bienes a través de la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

(ii) Inversiones directas del exterior aplicadas a la financiación de los proyectos mencionados en el apartado (i) precedente. La aplicación de cobros de exportaciones a la repatriación debe llevarse a cabo

luego de la finalización del proyecto, o bien al vencimiento del período de un año computado desde la fecha del ingreso y liquidación de los correspondientes aportes de capital a través del MLC, lo que ocurra en segundo término.

(iii) Emisiones de títulos de deuda local denominados en moneda extranjera en cumplimiento de las condiciones previstas en los puntos 3.6.1.3. a 3.6.1.5. de las Normas de Exterior y Cambios, con un promedio de vida mínimo de un año, y el destino de fondos indicado en el apartado (i) precedente.

(iv) Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros comprendidos en el punto 3.5., cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir del 8 de agosto de 2025, en la medida que su vida promedio sea no inferior a dos años y el primer pago de capital no se registre antes de cumplirse los 18 (dieciocho) meses del ingreso de los fondos.

(v) Endeudamiento financiero o emisión de títulos de deuda locales denominados en moneda extranjera, cuyos fondos se hayan liquidado a través del MLC entre el 16 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, y que hayan permitido cumplir ciertos parámetros de refinanciación.

(vi) Emisión de títulos de deuda locales denominados en moneda extranjera, (x) emitidos entre el 7 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2023, (y) entregados a los acreedores en el marco de una oferta de canje de títulos o de una refinanciación de vencimientos de capital y/o intereses correspondientes a los siguientes dos años de endeudamiento financiero externo, (z) siempre que la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no menor a 18 meses respecto de los vencimientos refinanciados.

(vii) Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, liquidados en el MLC a partir del 19 de abril de 2024, con una vida promedio que sea no inferior a tres años y siempre que el primer pago de capital no se registre antes del año del ingreso de los fondos.

(viii) Pago de capital e intereses por endeudamientos otorgados a un VPU adherido al RIGI que cumplan con ciertas condiciones.

(ix) Repatriaciones de aportes de inversión directa de no residentes en un VPU adherido al RIGI que cumplan con ciertas condiciones.

En el caso de financiaciones comprendidas en el punto 7.9.5. de las Normas de Exterior y Cambios que hayan sido ingresadas y liquidadas a través del MLC a partir del 7 de enero de 2021, se autorizó la acumulación de fondos originados en el cobro de exportaciones en cuentas de la Argentina o del exterior destinadas a garantizar la cancelación de los correspondientes servicios de deuda. Los montos depositados en dichas cuentas no podrán exceder el 125% de los montos correspondientes a los servicios de capital e intereses a vencer en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios establecidos en los acuerdos pertinentes.

De conformidad con los puntos 3.11.3 y 3.11.4 de las Normas de Exterior y Cambios se establece que en el caso de endeudamientos financieros respecto de los que las normas admiten la aplicación de exportaciones, concertados a partir del 7 de enero de 2021, podrá otorgarse acceso al MLC para la constitución de garantías en cuentas abiertas en bancos locales o, en el caso de financiaciones externas, en el exterior, por hasta los montos establecidos en los documentos de financiación pertinentes y sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (i) la compra debe realizarse simultáneamente con la liquidación de los fondos y/o con fondos ingresados a nombre del exportador en una cuenta de corresponsalía en el exterior de una entidad financiera local; y (ii) las garantías acumuladas en moneda extranjera no deben superar el equivalente a 125% de los montos correspondientes a los servicios de capital e intereses a vencer en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de conformidad con el cronograma de vencimientos previsto en los acuerdos pertinentes. Los fondos en moneda extranjera que no se apliquen a la cancelación de la deuda o al mantenimiento de la garantía deberán liquidarse en el MLC dentro de los siguientes cinco días hábiles al vencimiento. Se aplican requisitos específicos de información y monitoreo en relación con estas financiaciones.

Por otra parte, en la medida en que se cumplan las condiciones establecidas en el Decreto 234 (modificado por el Decreto N°836/2021) (el "Decreto 234") y en la Resolución Conjunta N°4/2021 del Ministerio de Economía y Ministerio de Desarrollo Productivo y en el punto 7.10 de las Normas de Exterior y Cambios se autoriza la aplicación de cobros de exportaciones al (i) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de deudas por la importación de bienes y servicios; (ii) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior; (iii) pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; (iv) la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

Asimismo, el punto 7.11 de las Normas de Exterior y Cambios también autoriza la aplicación de los cobros de exportaciones al repago de los servicios correspondientes a ciertos financiamientos de importaciones otorgados por proveedores del exterior, organismos internacionales de crédito, agencia oficial de crédito a la exportación del exterior o bancos locales y del exterior, préstamos financieros concedidos por compañías vinculadas o por acreedores terceros, y emisiones de deuda, en cada caso cumpliendo determinadas condiciones en cuanto a plazo, aplicación de los fondos y otros requisitos formales, contraídos para financiar el pago de importaciones de bienes y servicios.

Otras disposiciones en materia de bonos

El punto 2.4 de las Normas de Exterior y Cambios establece que los títulos de deuda con registro público en el exterior, otros endeudamientos de carácter financiero con el exterior y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera íntegramente suscriptos en el exterior desembolsados a partir del 1 de septiembre de 2019, , deberán ser liquidadas en el MLC como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses.

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

Como se menciona precedentemente, este régimen informativo (creado por la Comunicación "A" 6401, según modificaciones de las Comunicaciones "A" 6410, 6795 y 8304, entre otras) reemplazó los anteriores regímenes correspondientes a Deudas con el Exterior (Comunicación "A" 3602) e "Inversiones Directas de No Residentes" (Comunicación "A" 4237). La declaración prevista bajo este régimen tiene carácter de declaración jurada.

El régimen de información requiere la declaración de los siguientes pasivos: (i) acciones y participaciones de capital; (ii) instrumentos de deuda no negociables; (iii) instrumentos de deuda negociables; (iv) derivados financieros y (v) estructuras y terrenos.

La declaración se rige por las siguientes pautas: (i) todas las personas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán cumplir con el relevamiento; y (ii) aquellos declarantes para quienes el saldo de activos y pasivos externos a fin de cada año alcance o supere el equivalente a los US$50.000.000, deberán efectuar una presentación anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), la cual podrá ser presentada optativamente por cualquier persona jurídica o humana.

A partir de los datos correspondientes al primer trimestre de 2026, la declaración del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos se regirá por los siguientes lineamientos: (a) Muestra principal: Todas las personas jurídicas o humanas que cuenten con un saldo de activos y pasivos externos por un valor igual o superior a US$10 millones a fin de cualquier trimestre calendario, deberán realizar la presentación de manera trimestral. (b) Muestra secundaria: Todas las personas jurídicas o humanas que cuenten con un saldo de activos y pasivos externos por un valor menor a US$10 millones a fin de cada trimestre calendario. De mantenerse esta situación en cada trimestre del año, deberán realizar sólo una presentación anual. Si en cualquier trimestre el valor de los activos o pasivos externos de un declarante iguala o supera los US$10 millones, pasará a ser parte de la muestra principal, debiendo cumplir con las declaraciones de dicho grupo.

Pago de importaciones de bienes y servicios

Importaciones de bienes

El punto 3.1 de las Normas de Exterior y Cambios permite el acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de deudas de importación, de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

De acuerdo con las normas vigentes:

Se admite el pago anticipado y a la vista de importaciones de bienes de capital en la medida en que los pagos anticipados de importaciones no superen el 30% del valor FOB de los bienes, y la suma de los pagos anticipados y a la vista de los bienes de capital no supere el 80% del valor FOB de los bienes.

El acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, se encuentra sujeto a la conformidad previa del BCRA excepto cuando se trate de operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos

internacionales; el cliente se encuadre en ciertos regímenes promocionales específicos; el pago se realice mediante un canje y/o arbitraje con fondos depositados en cuenta local originados en cobros servicios de bonos BOPREAL y pagos efectuados por MiPyMEs sujetos a ciertas condiciones y topes.

Pago de servicios prestados por no residentes

Las entidades podrán dar acceso al MLC sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando: (a) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto: S03. Servicios de transporte de pasajeros; S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos); S23. Servicios audiovisuales; S25. Servicios del gobierno; S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero; S27. Otros servicios de salud; S34 Operaciones asociadas a consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, por la prestación de servicios digitales no asociados a viajes; S35 Operaciones asociadas a consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, por la compra/venta no presencial de bienes; S36 Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, excluyendo la prestación de servicios digitales no asociados a viajes o la compra/venta no presencial de bienes. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos; (b) se trate de gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual; (c) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" y se concreta a partir de la fecha de prestación del servicio o el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S31. Servicios de fletes por operaciones de exportaciones de bienes" en la cual los fletes forman parte de la condición de venta pactada con el comprador de los bienes y se concreta una vez que la exportación cuenta con el cumplido de embarque otorgado por la Aduana; (d) el pago de otros servicios prestados por una contraparte no vinculada que se concreta a partir de la fecha de prestación o devengamiento del servicio; o (f) el pago de otros servicios prestado por una contraparte vinculada que se concreta una vez transcurridos 90 días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

El acceso al MLC para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requiere la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas o bien cuenten con certificaciones de acceso al MLC emitidos en el marco de regímenes específicos o fueran pagados a través del uso de bonos BOPREAL.

Enajenación de activos no financieros no producidos

La percepción por parte de residentes de sumas en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos debe ingresarse y liquidarse en el MLC dentro de los veinte (20) días hábiles de la fecha de percepción de dichos fondos ya sea en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

Pago de dividendos y utilidades al exterior

De conformidad con el punto 3.4 de las Normas de Exterior y Cambios, con relación a los dividendos correspondientes a ganancias generadas hasta el 31 de diciembre de 2024, las entidades financieras podrán dar acceso al MLC para girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones: (a) las utilidades y dividendos correspondan a balances cerrados y auditados; (b) el monto total abonado a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se solicita, no supera el monto en moneda local que les corresponda según la distribución aprobada por la asamblea de accionistas (la entidad financiera deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la misma); (c) el monto total de transferencias por este concepto a través del MLC desde el 17 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se solicita, no supera el 30% del valor de los aportes de capital ingresados y liquidados a través del MLC a partir de la mencionada fecha; (d) el acceso se produce en un plazo no menor a los 30 días corridos desde la liquidación del último aporte que se computa a efectos del requisito previsto en el punto (c) precedente; (e) la empresa deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte. En caso de no disponerla, deberá presentar constancia del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la decisión de capitalización definitiva de los aportes de capital

computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes y presentar la documentación de la capitalización definitiva del aporte dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite; y (f) la entidad financiera debe verificar que la deuda, en su caso, este declarada en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos". A través de la Comunicación "A" 7999 del 30 de abril de 2024, el BCRA autorizó la suscripción de bonos BOPREAL para el pago de dividendos y utilidades pendientes a accionistas no residentes, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones.

Asimismo, de acuerdo con la Comunicación "A" 8226, según fuera modificada, se autoriza el acceso al MLC para el pago al exterior de utilidades y dividendos a accionistas no residentes que correspondan a utilidades distribuibles obtenidas a partir de ganancias realizadas en estados contables anuales regulares y auditados de ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025.

Por otra parte, se aplican normas específicas en el caso de proyectos que califiquen bajo el "Plan GasAr". En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto Nº 892/2020, se autorizará el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del BCRA (en caso que dicha exigencia se encontrara vigente) para el pago de los dividendos y utilidades societarias en tanto se cumplan las siguientes condiciones: (i) los dividendos y utilidades societarias deben corresponder a estados financieros auditados; (ii) el monto que deba abonarse en el exterior a través del MLC no podrá ser superior al monto de la distribución aprobado por los accionistas de la sociedad; (iii) los pagos deben efectuarse luego del vencimiento de un plazo de dos años computado a partir de la liquidación en el MLC de los aportes de capital efectuados para financiar el proyecto y (iv) de corresponder, la operación debe ser informada en el régimen de relevamiento de activos y pasivos externos. Con relación al Plan Gas V, respecto del cual se reconocen los mismos beneficios cambiarios, no es claro si se aplicarán las mismas normas o si el BCRA emitirá normas específicas para el mismo, las cuales no han sido emitidas a la fecha del presente Prospecto.

Además, en la medida en que se dé cumplimiento a los requisitos del Decreto 234 y sujeto a los límites allí previstos, se permite la aplicación de cobros de exportaciones de bienes al pago de dividendos a accionistas del exterior.

De acuerdo con el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural aprobado por el Decreto N°277/2022, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para el pago de dividendos por hasta el monto de las certificaciones otorgadas. Las disposiciones respectivas fueron reglamentadas por la Comunicación "A" 7626.

Finalmente, las normas autorizan el acceso al MLC para el pago de dividendos por parte de VPUs adheridos al RIGI siempre que los dividendos y utilidades correspondan a aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados en el MLC, o que se consideren ingresados y liquidados de acuerdo con las Normas de Exterior y Cambios.

Repatriación de inversiones directas de no residentes

Como norma general, el acceso al MLC para la repatriación de inversiones directas en el exterior se encuentra sujeto a la previa aprobación del BCRA, excepto en los siguientes casos:

(i) Repatriación de inversiones directas en el exterior en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales de un aporte de capital que haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 en la medida que la repatriación tenga lugar como mínimo 180 (ciento ochenta) días corridos después de la liquidación de los fondos del aporte si el aporte fue ingresado y liquidado a partir del 21 de abril de 2025; o la repatriación tenga lugar como mínimo dos años después de su liquidación si el aporte fue ingresado y liquidado entre el 2 de octubre de 2020 y el 20 de abril de 2025.

(ii) Repatriación de inversiones directas en el exterior llevadas a cabo en el marco del "Plan GasAr", sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones.

(iii) De acuerdo con el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y la Inyección Incremental de Gas Natural aprobado por el Decreto N°277/2022, siempre que se cumplan con los requisitos aplicables y por hasta los montos máximos establecidos, se autoriza a los beneficiarios a acceder al MLC, sin necesidad de autorización del BCRA, para la repatriación de inversiones directas de no residentes.

(iv) Acceso al MLC para la repatriación de inversiones directas de no residentes por parte del residente que hubiera adquirido la participación en el capital de una empresa residente de titularidad de un no residente, siempre y cuando se cumplan los siguientes requisitos: (i) el acceso al MLC se concrete simultáneamente con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por endeudamientos financieros

del exterior con una vida promedio no inferior a cuatro (4) años y un plazo de gracia de al menos tres años para el pago de capital; (ii) la empresa residente cuyo capital en cuestión se transfiere pertenezca a alguno de los siguientes sectores: forestoindustria, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, energía, petróleo y gas; y (iii) la operación involucre la transferencia de, al menos, el 10% del capital de la empresa residente.

(v) Repatriación de inversiones directas de no residentes en VPUs adheridos al RIGI con respecto a los aportes de inversión extranjera directa que hubieran sido ingresados y liquidados en el MLC, o que se consideren ingresados y liquidados de acuerdo con las Normas de Exterior y Cambios.

(vi) Repatriación de inversiones de portafolio de no residentes (servicios de deuda, rentas y producido de la venta) siempre que se trate de instrumentos con cotización en mercados locales autorizados por la Comisión Nacional de Valores, se certifique que los fondos para realizar la inversión fueron ingresados y liquidados en el MLC a partir del 21 de abril de 2025 y se cuente con la documentación que demuestre que el monto por el cual se accede al MLC no supera los servicios cobrados y/o el monto efectivamente recibido por la venta de la inversión realizada.

Formación de activos externos de personas jurídicas y operaciones de derivados

Se sujeta a autorización del BCRA el acceso al MLC para la formación de activos externos (atesoramiento e inversiones en el exterior) de personas jurídicas residentes.

Por su parte, todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "*forwards*", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades financieras a partir del 11 de septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local.

Se admite el acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés y cobertura entre monedas extranjeras por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el "Relevamiento de activos y pasivos externos", en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos.

Operaciones en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019 excepto por: (a) las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito; (b) las obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019; (c) las nuevas emisiones de títulos de deuda que se realicen con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (b) anterior y conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones; (d) las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC.

Respecto de las financiaciones en moneda extranjera otorgada a residentes por bancos locales: (a) deberán ser liquidadas en el mercado local de cambios al momento de su desembolso; y (b) se otorgará acceso al MLC para su cancelación en la medida en que se hubiera cumplido la mencionada obligación.

Canje y arbitraje y operaciones con títulos valores

Las operaciones de canje y arbitraje con títulos valores podrán realizarse con clientes sin la necesidad de contar con conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes y las Normas de la CNV. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

Al efectuar tales operaciones de canje y arbitraje con títulos valores (y/o la transferencia de los títulos a entidades depositarias del exterior), deberá cumplirse el plazo mínimo de tenencia, el cual a la fecha es de un día hábil. Este requisito solo resulta aplicable a personas de existencia ideal locales, no a personas humanas.

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje y arbitraje de moneda con sus clientes, entre otros, en los siguientes casos:

(i) ingresos de divisas del exterior, en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el MLC, que podrán acreditarse en cuentas del cliente en moneda extranjera;

(ii) transferencia de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior;

(iii) transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos recibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo en el exterior;

(iv) las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin restricciones, en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local; y

(v) los clientes podrán realizar todas las demás operaciones de canje y arbitraje sin la conformidad previa del BCRA en la medida que éstas puedan instrumentarse sin dicha conformidad de acuerdo con las demás normas cambiarias vigentes. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país.

(vi) Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad financiera acreditará o debitará el mismo monto recibido del exterior o enviado al exterior. Cuando la entidad financiera cobre una comisión o cargo por estas operaciones, dicho cobro se instrumentará bajo un concepto específicamente designado.

d. Carga tributaria

El siguiente es un resumen de las principales consecuencias impositivas emergentes de la tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos de las Obligaciones Negociables. Si bien el siguiente resumen se considera una interpretación correcta de las leyes y reglamentaciones vigentes a la fecha del presente Prospecto, no puede asegurarse que los tribunales o autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no se producirán cambios en dichas leyes.

Este análisis no considera las consecuencias impositivas aplicables a los compradores de Obligaciones Negociables en determinadas jurisdicciones que pueden ser relevantes para tales compradores. Los posibles compradores deberían consultar a sus asesores impositivos respecto de las consecuencias impositivas específicas derivadas de la adquisición, tenencia y enajenación de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior

A partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2020, inclusive, no será de aplicación el impuesto a las ganancias a: (1) los rendimientos de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 (según se define más adelante), obtenidos por personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina) o beneficiarios del exterior (los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas ideales residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) ("Beneficiarios del Exterior") -que no residan en jurisdicciones no cooperantes y cuyos fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes-, ni (2) las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición (cambio, permuta, conversión, etcétera) de obligaciones negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 por parte de personas humanas residentes en Argentina (incluyendo sucesiones indivisas radicadas en Argentina) o Beneficiarios del Exterior -que no residan en jurisdicciones no cooperantes y cuyos fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes-.

Las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables que deben cumplirse para que proceda la exención son las siguientes (las "Condiciones del Artículo 36"):

(1) las obligaciones negociables deben colocarse por medio de una oferta pública autorizada por la CNV.

(2) los fondos obtenidos de la emisión de dichas obligaciones negociables, conforme a resoluciones societarias que autorizan la oferta, deben ser aplicados a inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país, adquisición de fondos de comercio situados en el país, integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en

sociedades controladas o vinculadas a la sociedad emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor a través del prospecto; y

(3) la emisora de obligaciones negociables debe evidenciar a la CNV, en el tiempo y forma prescriptos por las normas, de que los fondos obtenidos de la emisión han sido utilizados para los fines descriptos en el apartado (b).

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias para la aplicación de la exención en el impuesto a las ganancias de las ganancias resultantes de la venta u otra forma de disposición de las obligaciones negociables.

La Emisora debe asumir el compromiso de que cada Clase de Obligaciones Negociables se utilizará en cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36, y será colocada mediante oferta pública. A tal efecto, después de la emisión de una Clase de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV los documentos requeridos. En oportunidad de la aprobación de dicha presentación por la CNV, las Obligaciones Negociables reunirán los requisitos previstos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Sin embargo, de acuerdo con el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si posteriormente se descubre que la Emisora ha violado las Condiciones del Artículo 36 o no ha cumplido con ellas, la responsabilidad del pago de los impuestos de los cuales hubieran estado exentos los tenedores de las Obligaciones Negociables recaerá en la Emisora. En consecuencia, las exenciones especificadas beneficiarán a los tenedores de las Obligaciones Negociables independientemente de cualquier violación o incumplimiento posterior de la Emisora; en tal sentido, la Emisora deberá tributar en concepto de impuesto a las ganancias la tasa máxima establecida con carácter de pago único y definitivo, y los tenedores de las Obligaciones Negociables tendrán derecho a percibir el monto total adeudado como si no se hubiera requerido ninguna retención.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean beneficiarios del exterior, no regirá lo dispuesto en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y el artículo 106 de la Ley N°11.683 (junto con sus modificatorias, la "Ley de Procedimiento Tributario") que subordina la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes y/o los fondos con los que inviertan provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Decreto N°862/2019, según el mismo fuera modificado, dispone que no será de aplicación la exención dispuesta en el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Consecuentemente, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables obtenida por Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes y/o los fondos con los que inviertan provengan de jurisdicciones no cooperantes. En el caso de intereses, la referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por dicho Beneficiario del Exterior, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad bancaria o financiera no radicada en países considerados jurisdicciones de baja o nula tributación según la Ley del Impuesto a las Ganancias y su reglamentación y sea supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente; o (ii) esté radicado en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados. En el caso de los resultados obtenidos por la enajenación de obligaciones negociables, la alícuota se aplicará sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de la misma ley.

De acuerdo con la Resolución General Nº4227/2018 de AFIP, en caso de que la exención no aplicara, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención.

Adicionalmente, la referida resolución establece que cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo de los Beneficiarios del Exterior a través de su representante legal domiciliado en el país. A tales efectos, resultará de aplicación la alícuota

de que se trate sobre la ganancia determinada de conformidad con lo dispuesto anteriormente. Destacamos que según el Decreto N°862/2019, en los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en el país, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

Entidades Argentinas

La ganancia derivada de los intereses que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en general, las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales–, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley Nº27.349, constituidas en el país, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple, las asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas constituidas en el país las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley Nº22.016, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación –excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepción que no es aplicable en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea Beneficiario del Exterior, los fondos comunes de inversión no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley Nº24.083, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares del comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias, y demás sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("Entidades Argentinas"), por su tenencia de obligaciones negociables o la ganancia que las Entidades Argentinas obtengan por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables estará alcanzada por el Impuesto a las Ganancias, salvo que sea de aplicación alguna de las exenciones subjetivas establecidas en el artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La base imponible por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La Ley N°27.430 establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones. Lo quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase. Los potenciales inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Respecto a la alícuota aplicable, las Entidades Argentinas estarán alcanzadas por el impuesto a las ganancias para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2026, a la alícuota que les corresponda en función de su ganancia neta imponible, según la siguiente escala:

Ganancia neta imponible acumulada		**Pagarán Ps.**	**Más el %**	**Sobre el excedente de Ps.**
Más de Ps.	**A Ps.**			
Ps. 0	Ps.133.514.185,74	Ps. 0	25%	Ps. 0
Ps. 133.514.185,74	Ps.1.335.141.857,38	Ps.33.378.546,43	30%	Ps.133.514.185,74
Ps. 1.335.141.857,38	En adelante	Ps.393.866.847,93	35%	Ps.1.335.141.857,38

Los montos previstos en la tabla se ajustarán en función de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos actualizados serán aplicables para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

Los pagos de intereses a Entidades Argentinas también estarían sujetos a retenciones de acuerdo con el régimen establecido por la Resolución General (AFIP) Nº830/2000. Dichas retenciones deben computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias que deben abonar dichas Entidades Argentinas. Toda exclusión de dicho régimen de retención deberá ser debidamente acreditada ante el agente de retención por la persona que la alegue.

Impuesto sobre los bienes personales

Las personas humanas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina deben declarar todos los bienes de su titularidad (incluyendo los títulos, tales como las Obligaciones Negociables), que posean al 31 de diciembre de cada año, a fin de determinar su responsabilidad fiscal correspondiente al impuesto sobre los bienes personales (el "IBP"). Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan el IBP por los bienes de su titularidad situados en

la Argentina.
Debe tenerse en cuenta que, a partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2019 (inclusive), se modificó la definición de "domicilio" aplicable a los efectos del IBP. Consecuentemente, a partir del período referido, los sujetos pasivos del IBP se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de "domicilio". Asimismo, el Decreto N°99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación "domicilio" con relación al IBP, debe entenderse referida a "residencia".

El IBP correspondiente a las personas humanas residentes en el país y a las sucesiones indivisas allí radicadas recae sobre el excedente del valor de los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año cuando éste supere los Ps.100.000.000. El monto excedente sobre el mínimo no imponible estará gravado por alícuotas progresivas aplicables a partir de los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2026 (inclusive), de acuerdo con la siguiente tabla (excepto por sus acciones y participaciones en el capital de sociedades regidas por la Ley General de Sociedades):

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible				
Más de Ps.	**A Ps.**	**Pagarán Ps.**	**Más el %**	**Sobre el excedente de Ps.**
–	13.688.704,13	–	0,50%	–
13.688.704,13	en adelante	68.443,52	0,75%	13.688.704,13

Para los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2027 (inclusive), la alícuota será del 0,25% sobre el valor total de los bienes que excedan el mínimo no imponible.

Los montos del mínimo no imponible y de las escalas previstos en los cuadros precedentes para bienes del país y del exterior, se ajustarán anualmente por el coeficiente que surja de la variación anual del IPC que suministre el INDEC, operada entre los meses de octubre del año anterior al período fiscal de que se trata y octubre del período fiscal del ajuste.

Las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36, se encontrarán exentas del impuesto sobre los bienes personales. En el caso de no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, las obligaciones negociables que se listen y negocien en bolsas y mercados se valuarán al último valor de negociación, conforme se indica a continuación.

El impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables (o los costos de adquisición más intereses, actualizaciones y diferencias de cambio devengados en el caso de obligaciones negociables sin oferta pública) al 31 de diciembre de cada año calendario.

Los sujetos alcanzados por este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Dicho crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior.

En caso de que el contribuyente abonase el impuesto por los bienes situados en el exterior con las alícuotas aplicables a los mismos, se computará en primer término contra el impuesto que resulte de aplicar la escala relativa los bienes situados en Argentina, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por aplicación de las alícuotas previstas para los bienes situados en el exterior.

En cuanto a las personas humanas residentes en el exterior y las sucesiones indivisas allí radicadas, tales sujetos están alcanzados por el IBP sobre el valor de los bienes de su titularidad situados en Argentina a una alícuota del 0,50%, para los períodos iniciados a partir del 1 de enero de 2019 (inclusive). Las personas o sucesiones indivisas domiciliadas en el exterior no están sujetas al tributo si el IBP es igual o inferior a Ps.255,75.

Si bien ciertos bienes de propiedad de personas humanas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de la Argentina, respecto de los cuales no exista un sujeto en Argentina que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito (el "Obligado Sustituto") estarían técnicamente sujetos al IBP de acuerdo con las disposiciones del Decreto Nº127/96, dicho régimen no resulta de aplicación para las obligaciones negociables previstas en la Ley de Obligaciones Negociables y no se ha establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto en relación con tales títulos.

En algunos casos, respecto de ciertos bienes cuya titularidad directa corresponda a determinadas sociedades, empresas u otras entidades domiciliadas o, en su caso, radicadas en el exterior (específicamente, sociedades off-shore que no sean compañías de seguros, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o

entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea), la ley presume sin admitir prueba en contrario, que los mismos pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o, en su caso, radicadas en el país. En consecuencia, esos bienes estarán alcanzados por el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino, como Obligado Sustituto, autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago.

Por otra parte, el Decreto N°812/1996, del 24 de julio de 1996, dispone que la presunción legal analizada precedentemente no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tales como las obligaciones negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que puedan negociarse en las bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las obligaciones negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución Nº2151/06 de la AFIP, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la ARCA considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

En cada Suplemento de Prospecto, la Emisora especificará si la emisión de las respectivas Obligaciones Negociables cumple con los requisitos necesarios para gozar de la exención impositiva explicada.

Impuesto al valor agregado

En tanto se cumplan las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, transferencia, amortización, pago de capital y/o intereses o rescate de las Obligaciones Negociables y sus garantías estarán exentas de cualquier impuesto al valor agregado en Argentina.

De conformidad con la Ley de Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos no estaría gravada por dicho impuesto aun si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto sobre los débitos y créditos bancarios

La Ley Nº25.413 (publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2001) con sus modificatorias establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos en cuentas corrientes mantenidas en entidades financieras de la Argentina y sobre otras operaciones que se utilizan en reemplazo del uso de cuentas corrientes bancarias.

La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito (a pesar de que, en ciertos casos, puede regir una alícuota mayor del 1,2% y una menor del 0,5% o del 0,075%).

Adicionalmente, la Ley de Solidaridad modificó la Ley N°25.413 estableciendo que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en cuentas, cualquiera sea su naturaleza, abiertas en las entidades regidas por la Ley N°21.526 y sus modificatorias, la tasa aplicable será el doble de la tasa vigente para cada caso. Dicha modificación no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de micro y pequeñas empresas, en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias y demás normas complementarias.

Según el Decreto Nº409/2018 (publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de mayo de 2018), el 33,0% del impuesto pagado sobre los débitos y créditos gravados con la alícuota del 0,6% y el 33% del impuesto pagado sobre operaciones gravadas a una alícuota del 1,2% podrá computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. Este crédito como pago a cuenta será imputado, indistintamente, contra el impuesto a las ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el impuesto a las ganancias puede ser mayor, según sea el caso. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros o reembolsado, solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A”

3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. Asimismo, el artículo 7 del Decreto N°380/2001, y sus modificatorias, establece un tratamiento especial en este tributo para entidades financieras comprendidas en la Ley Nº21.526. No existen exenciones que prevean la no aplicación de este impuesto sobre los pagos de intereses y sobre los resultados de las ventas de Obligaciones Negociables.

Mediante la Ley N°27.702, se prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (impuesto a las ganancias, impuesto sobre los bienes personales e impuesto sobre los débitos y créditos). En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N°21.526 podrían estar sujetos a este impuesto.

Impuesto sobre los ingresos brutos

Los inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad y a título oneroso, en cualquier jurisdicción argentina en la que perciban ingresos de los intereses derivados de la tenencia de las Obligaciones Negociables, o de su venta o transmisión, podrían estar sujetos al pago del impuesto sobre los ingresos brutos según las alícuotas establecidas por las leyes específicas de cada provincia argentina y/o en la Ciudad de Buenos Aires, a menos que resulte aplicable una exención. Ciertas jurisdicciones eximen los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras le sea de aplicación la exención respecto del impuesto a las ganancias (ej.: Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en cada caso en particular.

Impuesto de sellos

El Impuesto de Sellos grava la instrumentación de actos de carácter oneroso formalizados en las provincias argentinas o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de las acciones y demás títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del impuesto de sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

Considerando la autonomía que en materia tributaria posee cada jurisdicción provincial, se recomienda analizar los potenciales efectos que este tipo de operatorias pudieran generar y el tratamiento tributario que establece el resto de las jurisdicciones provinciales.

Otros impuestos

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el "ITGB"). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito,

incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.
- Están exentas del ITGB, respecto del período fiscal comenzado el 1 de enero de 2026, las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sea igual o inferior a Ps. 5.606.568, monto que se elevará a Ps.23.343.337 cuando se trate de transmisiones a padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,603% al 9,513% según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

La transmisión gratuita de obligaciones negociables podría estar alcanzada por el ITGB en la medida que forme parte de transmisiones gratuitas de bienes cuyos valores en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sean superiores a Ps. 5.606.568 o Ps.23.343.337- cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Tasa de justicia

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales argentinos, la cual, en el caso de los tribunales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, representa actualmente una alícuota del 3% sobre el monto reclamado.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se considerarán como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

(i) Se determinará un impuesto a las ganancias sobre el emisor calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

(ii) También se determinará el impuesto al valor agregado (e internos, si fuera el caso) sobre el emisor calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

Aunque el significado del concepto “ingresos provenientes” no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

(i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación, pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación.

(ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina,

pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

No obstante esta presunción, la norma legal prevé que la ARCA podrá considerar como justificados aquellos ingresos de fondos respecto de los cuales se pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por un tercero en dichas jurisdicciones, o que los fondos provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Conforme el artículo 82 de la Ley Nº27.430, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a "países de baja o nula tributación" o "países no considerados 'cooperadores a los fines de la transparencia fiscal'", deberá entenderse que hace alusión a "jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación", en los términos dispuestos por los artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Por su parte, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. En tal sentido, el artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias estableció el listado de jurisdicciones que son consideradas como "no cooperantes" en los términos del artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, incluyéndose en tal listado, a 75 jurisdicciones, entre las que se encuentran: (i) el Estado Plurinacional de Bolivia; (ii) la República de Cuba; y (iii) la República de Nicaragua.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, el artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al quince por ciento (15%). Adicionalmente, el artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude el artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. Asimismo, aclaró que por "régimen tributario especial" se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparte del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general. La ARCA ha elaborado un listado orientativo y no taxativo, de las jurisdicciones consideradas de baja o nula tributación, el cual puede ser consultado en su sitio web (https://www.afip.gob.ar/fiscalidad-internacional/jurisdicciones-no-cooperantes/jurisdicciones-baja-nula-tributacion/periodos.asp).

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.

e. Declaración por parte de expertos

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

f. Documentos a disposición

Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Prospecto y los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2025 (ID 3494973) y al 31 de diciembre de 2024 (ID 3329561) pueden ser consultados en el Sitio Web de la CNV en el ítem "*Empresas*" y del Sitio Web de la Emisora. Asimismo, aquellos inversores que lo deseen podrán solicitar en soporte papel ejemplares de este Prospecto y de los Estados Financieros que lo integran en la sede social de la Sucursal, sita en Av. Leandro N. Alem 1180, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y en las oficinas del Estudio Martínez de Hoz & Rueda, sitas en Bouchard 680, Piso 19, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, teléfono (+54-11) 2150-9779.

g. Prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir

fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril del 2000, el Congreso Nacional Argentino aprobó la Ley N°25.246, la cual fue luego modificada por, entre otras, las Leyes N°26.087, N°26.119, N°26.268, N°26.683, N°26.734, N°27.260, N°27.304, N°27.739 (sancionada por el Congreso de la Nación en marzo de 2024) y el Decreto N°891/2024 (en adelante, la "Ley de Prevención de Lavado de Activos") y restantes normas reglamentarias emitidas en la materia por la Unidad de Información Financiera ("UIF"), las cuales establecen un régimen penal administrativo, reemplazando varios artículos del Código Penal Argentino, y tipifican el lavado de activos como un delito penal. Asimismo, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF como organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas, el financiamiento del terrorismo y el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva. Con el dictado del Decreto N°8/2023, la UIF pasó a funcionar con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia de la Nación.

Bajo el Código Penal Argentino ("CPA") se comete delito de lavado de activos cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un ilícito penal, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí.

Las personas jurídicas pueden ser condenadas por el delito de lavado de activos cuando el hecho delictivo haya sido cometido en su nombre, con su intervención o en su beneficio, y en ese caso quedarán sujetas a las siguientes sanciones, las cuales podrán ser aplicadas de forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos a diez veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez años, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad de la entidad, la que en ningún caso podrá exceder de diez años; (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad, salvo cuando fuera indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular; (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere; (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica. Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta (i) el incumplimiento de reglas y procedimientos internos; (ii) la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes; (iii) la extensión del daño causado; (iv) el monto de dinero involucrado en la comisión del delito; (v) el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica.

El CPA (en su artículo 306, incluido por Ley N°26.734) define al financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente licita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: a) para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; b) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo; y c) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies, es decir, aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo. En línea con la práctica internacionalmente aceptada, la Ley de Prevención de Lavado de Activos no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Nacional, sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado, considerados como "Sujetos Obligados", tales como bancos, agentes de bolsa, sociedades de bolsa y compañías de seguro, entre otras (enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos). Asimismo, se encuentran dentro de las categorías de sujetos obligados, entre otros, las personas humanas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas humanas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente, con cuentas de fideicomisos, fiduciantes y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso.

De acuerdo con la Ley de Prevención del Lavado de Activos, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades

cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el Banco Central para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico y todos aquellos intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la ARCA, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (vi) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos y (vii) los abogados, contadores y escribanos públicos cuando tomen intervención en determinadas transacciones, salvo cuando estén sujetos a secreto profesional.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa, es la internacionalmente conocida política de "conozca a su cliente"); (ii) reportar cualquier hecho u operación sospechosa, entendiéndose por operaciones sospechosas aquellas operaciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad de que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos; (iv) registrarse ante la UIF; (v) documentar los procedimientos de prevención de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar con un enfoque basado en riesgos; (vi) designar oficiales de cumplimiento dentro del órgano de administración que serán responsables ante la UIF (en caso de que el sujeto obligado fuere una persona humana, será considerado éste con tal carácter; y en caso de tratarse de una sociedad irregular u otra estructura con o sin personería jurídica, esta obligación recaerá en cualquiera de los socios); (vii) obtener información y determinar el propósito y naturaleza de la relación establecida con el cliente; (vii) determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de proliferación de armas de destrucción masiva asociado a los clientes y a las transacciones; (viii) realizar una debida diligencia continua de la relación con el cliente que permita examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación; (ix) identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición; (x) adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de armas de destrucción masiva; (xi) contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o los beneficiarios finales son una persona expuesta políticamente; (xii) determinar el origen y licitud de los fondos; y (xiii) conservar por un período de diez años todos los registros necesarios sobre las transacciones, legajos del cliente y correspondencia comercial. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponerse a divulgar información ante la UIF bajo el argumento de que dicha información se encuentra protegida por secreto bancario, bursátil o profesional, así como tampoco podrán alegar la existencia de compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La ARCA podrá revelar a la UIF la información en su posesión únicamente en los casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por ARCA y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la ARCA divulgue la información en su poder.

En virtud del listado de sujetos obligados previsto en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables. Asimismo, dichos sujetos obligados deberán emitir un reporte de operación sospechosa a la UIF en aquellos casos en los que se encontrasen con operaciones inusuales que puedan ser consideradas sospechosas (ya sea por carecer de justificación económica, jurídica, por ser innecesariamente complejas, entre otros motivos), independientemente de que fueran realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

La Resolución UIF N°14/2023 (que reemplazó a la Resolución UIF N°30/2018, la que a su vez había reemplazado a la Resolución UIF N°121/2011, modificada por la Resolución N°199/2024) que regula a las entidades financieras sujetas a la Ley de Entidades Financieras y a las entidades sujetas a la Ley N°18.924, y la Resolución UIF N°78/2023, que reemplazó, a partir del 1 de julio de 2023, a la Resolución UIF

N°21/2018, aplicable a las entidades que actúan en el mercado de capitales ("Resolución UIF 78"), regulan, entre otras cuestiones, los elementos mínimos de cumplimiento que deberán ser incluidos en el sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, tales como las obligaciones de "conoce a tu cliente" y las obligaciones y restricciones para el cumplimiento de la obligación de informar respecto de operaciones sospechosas de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Estas resoluciones son emitidas con un enfoque basado en el riesgo, que deja a un lado una visión formalista y que se dirige a implementar un régimen más eficiente para prevenir el lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Bajo el mismo, los Sujetos Obligados deberán evaluar, en primera medida, el riesgo y luego adoptar medidas administrativas y efectivas a los efectos de prevenir el lavado de activos dentro de sus organizaciones.

La Resolución UIF 78 establece las medidas que deberán cumplir los Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación, las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo, plataformas de financiamiento colectivo, Agentes Globales de Inversión, y las personas jurídicas contempladas en el artículo 22 inc. 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos que actúen como fiduciarios financieros y que cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por la CNV que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de fideicomisos financieros; para prevenir el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo.

La Resolución UIF 78 aumentó el nivel de detalle del sistema de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo y aumentó el nivel de control y supervisión de la UIF sobre dicho sistema.

Por su parte, la Resolución Nº 4/2017 dictada por la UIF el 11 de enero de 2017 (la "Resolución UIF 4"), establece que se podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión. La debida diligencia especial establecida en la Resolución UIF 4 para los inversores extranjeros y nacionales no exime a los sujetos obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en riesgo.

De acuerdo con la Resolución UIF N°72/2023 (que reemplaza a la Resolución UIF N°155/2018, la "Resolución UIF 72") tanto el BCRA como la CNV, entre otros, son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas.

Por su parte, las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de "Prevención del Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo" y dejan constancia de que los sujetos alcanzados por dicha normativa (es decir, las personas indicadas en los incisos 4, 5 del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos – incluidos los Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación, las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por la CNV, las plataformas de financiamiento colectivo y los Agentes Asesores Globales de Inversión;– deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención del Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y las Normas de la CNV, así como los decretos del Poder Ejecutivo Nacional referidos a las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en la lucha contra el terrorismo y el cumplimiento de las resoluciones (con sus Anexos) del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto de la Nación, y a aquellos en los cuales se remarca el compromiso asumido por la República Argentina en la lucha contra el terrorismo y su financiamiento, teniendo en cuenta para ello la creación del Registro Público de Personas y Entidades vinculadas a actos de Terrorismo y su Financiamiento ("RePET") dispuesto por el Decreto N°489/2019. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades tienen permitido recibir o pagar por día y por cliente).

Las Normas de la CNV establecen que los sujetos obligados contemplados en los incisos 4 y 5 del art. 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos y sus modificatorias, sólo podrán dar curso a operaciones en el ámbito de la oferta pública de valores negociables, contratos a término, futuros u opciones de cualquier naturaleza y otros instrumentos y productos financieros, cuando sean efectuadas u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados asociados que no sean considerados como No Cooperantes o de Alto Riesgo por el Grupo de Acción Financiera Internacional ("GAFI"). Por su parte, los sujetos comprendidos en los incisos 4 y 5 del art. 20 de la Ley de Prevención

del Lavado de Activos y modificatorias podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros en la República Argentina al momento de la apertura a distancia de las cuentas especiales de inversión, de acuerdo con lo dispuesto en la normativa aplicable.

Respecto de entidades emisoras, éstas deben verificar el origen lícito de los fondos involucrados en cualquier aporte de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos que reciban, como así también la identidad de los sujetos involucrados en dichas operaciones. Asimismo, en atención a la condición de sujeto obligado que reviste la CNV, las entidades emisoras deberán presentar ante aquélla la documentación respaldatoria a fin de que ésta verifique el origen lícito de los fondos involucrados en dichas operaciones.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores (distintos de entidades emisoras), incluyendo, entre otros, a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector de mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

De acuerdo con las Normas de la CNV, la CNV no autoriza la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora y/o sus beneficiarios finales, registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, teniendo en cuenta para ello la creación del RePET dispuesta por el Decreto Nº489/2019.

En función de lo anterior, los agentes colocadores correspondientes podrían solicitar, y los inversores deben presentar a su simple requerimiento, toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los agentes colocadores correspondientes para el cumplimiento de las normas legales penales sobre lavado de activos, las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de activos emitidas por la UIF, y de las Normas de la CNV y/o el Banco Central. La Emisora y los agentes colocadores correspondientes podrán rechazar manifestaciones de interés y/u órdenes de compra de no cumplirse con tales normas o requisitos, y dichos rechazos no darán derecho a reclamo alguno contra la Sociedad, los organizadores y/o los correspondientes agentes colocadores.

Mediante el Decreto N°360/2016 se creó el "Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo", en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera Internacional (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo, dependiendo de la función, a través de un Coordinador Nacional designado al efecto (funciones de los incisos f), g), h) i) y j) del artículo 3 del Decreto N°360/2016) y un Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, la Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción Masiva, creado por el Decreto N°331/2019 bajo la órbita del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (funciones de los incisos a), b), c) d) y e) del artículo 3 del Decreto N°360/2016); y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

En agosto de 2018, mediante la Resolución UIF N°96/2018, la UIF aprobó el Sistema de Notificaciones y Tramitación Electrónica de Expedientes aplicable al procedimiento sumarial regulado por la Resolución UIF N°111/2012. A través del Sistema se buscó modernizar la comunicación y la consulta de los expedientes por parte de los sumariados, simplificando los procedimientos y reduciendo los plazos de resolución de los sumarios. Posteriormente, en junio 2024, la Resolución UIF N°96/2018 fue derogada por la Resolución N°90/2024, que aprobó la reglamentación del Procedimiento Sumarial aplicable a los sumarios que se sustancien ante la UIF, contra alguno de los Sujetos Obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, por toda acción u omisión que -prima facie- tenga entidad para ser tipificada como una infracción a las obligaciones previstas en la Ley de Prevención de Lavado de Activos, a las reglamentaciones dictadas por la UIF y a las acciones correctivas impuestas por la propia UIF en instancia de supervisión.

En julio de 2019, se dictó el Decreto N°489/2019 por el cual el Poder Ejecutivo Nacional buscó ordenar y

centralizar en un único organismo, toda la información relacionada con congelamientos administrativos de activos vinculados al terrorismo y su financiación. Se crea el Registro Público de Personas o Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (RePET)- y se habilita a que el mismo pueda brindar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en la materia y con terceros países, lo que permitirá fortalecer los mecanismos de cooperación doméstica e internacional. Los sujetos obligados a brindar información por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, sin perjuicio de las obligaciones que le son propias, deberán reportar a la UIF las operaciones realizadas o tentadas en las que intervengan las personas humanas, jurídicas o entidades incorporadas en el Registro.

El 19 de octubre de 2021, la UIF dictó la Resolución N°112/2021 (la "Resolución UIF 112") a través de la cual estableció las medidas y procedimientos que los Sujetos Obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos con sus modificatorias, deberán observar para identificar al Beneficiario/a Final. La Resolución UIF 112 establece que serán considerados como Beneficiario Final las personas humanas que posean como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o a las personas humanas que por otros medios ejerzan el control final de las mismas. La norma dispone que, cuando no sea posible identificar al Beneficiario Final, se considerará tal a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, etc. En el caso de los contratos de fideicomisos y/u otras estructuras jurídicas similares nacionales o extranjeras, se deberá individualizar a los beneficiarios finales de cada una de las partes del contrato.

En marzo de 2023, la UIF dictó la Resolución UIF N°35/2023 (la "Resolución UIF 35"), que reemplazó a la Resolución UIF N°134/2018. Posteriormente, en diciembre 2024, la Resolución UIF 35 fue modificada parcialmente por la Resolución N°192/2024. La Resolución UIF 35 establece los procedimientos y controles que los sujetos obligados deben adoptar y aplicar respecto de las Personas Expuestas Políticamente. La Resolución UIF 35 buscó simplificar la redacción de la norma a fin de facilitar su entendimiento y mejorar su técnica normativa. Entre las novedades, se encuentran (i) se incluyen las medidas que los Sujetos Obligados deben tomar respecto de las PEPs extranjeras o PEPs nacionales que hayan sido calificadas como de alto riesgo por el Sujeto Obligado, por ejemplo, el contar con la aprobación del oficial de cumplimiento para iniciar o continuar relaciones comerciales con aquéllas; (ii) cada Sujeto Obligado deberá tomar medidas razonables para determinar si un cliente y/o beneficiario final es una PEP, al momento de iniciar o continuar con la relación comercial con estas; (iii) los Sujetos Obligados deberán requerir a sus clientes que suscriban una declaración jurada en la que manifiesten si revisten o no dicha condición, no solo al momento de iniciar la relación contractual, sino también en caso de que se modifique su condición de PEP (sea que empiece a revestir tal carácter o deje de serlo); (iv) los clientes, deberán informar la condición de PEP de los beneficiarios finales, en caso de corresponder; y (v) se regula expresamente el plazo de mantenimiento de la condición de PEP, estableciéndose en 2 años. Las Personas Expuestas Políticamente por parentesco o cercanía mantendrán su condición por el mismo tiempo que el de la persona con la que tienen o hayan tenido el vínculo.

El 13 de abril de 2023, la UIF dictó la Resolución UIF N°61/2023, por la cual aprobó el "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de Información Financiera" derogando la Resolución UIF N°154/2018.

El 18 de marzo de 2024, la UIF dictó la Resolución UIF N°42/2024 a través de la cual estableció los procedimientos mínimos que los contadores públicos matriculados cuyas actividades estén reguladas por los Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (Ley N°20.488) y que participen en las siguientes actividades (artículo 20, inciso 17, Ley de Prevención de Lavado de Activos) deberán cumplir para combatir y prevenir el lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva: (I). i) compra y/o venta de bienes inmuebles, cuando el monto involucrado sea superior a 700) Salarios Mínimos, Vitales y Móviles; ii) administración de bienes y/u otros activos cuando el monto involucrado sea superior a 150 Salarios Mínimos, Vitales y Móviles; iii) administración de cuentas bancarias, de ahorros y/o de valores cuando el monto involucrado sea superior a 50 Salarios Mínimos, Vitales y Móviles; iv) organización de aportes o contribuciones para la creación, operación o administración de personas jurídicas u otras estructuras jurídicas; v) creación, operación o administración de personas jurídicas u otras estructuras jurídicas, y la compra y venta de negocios jurídicos y/o sobre participaciones de personas jurídicas u otras estructuras jurídicas; y (II) Confección de informes de auditoría de estados contables de acuerdo con el Capítulo III Acápite A, (auditoría externa de estados contables con fines generales) de la Resolución Técnica N°37 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), cuando dichas actividades se brinden a las siguientes entidades: i) a las enunciadas en el artículo 20 de Ley de Prevención de Lavado de Activos, y/o; ii) a las que no estando enunciadas en dicho artículo, según el estado de resultados auditado de acuerdo con las normas antes

mencionadas, posean ingresos por actividades ordinarias cualquiera sea la denominación con que se exponga en el resultado bruto, iguales o superiores a 4000 Salarios Mínimos, Vitales y Móviles, valuados a la fecha de cierre del ejercicio económico.

A través de la Resolución UIF N°43/2024, la UIF hizo lo mismo respecto a los agentes o corredores inmobiliarios matriculados y las sociedades de cualquier tipo que tengan por objeto el corretaje inmobiliario, integradas y/o administradas por agentes o corredores inmobiliarios matriculados; únicamente cuando a nombre y/o por cuenta de sus clientes efectivamente realicen cualquiera de las siguientes actividades: (i) compra y/o venta de bienes inmuebles; y (ii) locación de bienes inmuebles cuyo monto anual, en una o varias operaciones, sea igual o superior a 300 Salarios Mínimos, Vitales y Móviles (artículo 20, inciso 15, Ley de Prevención de Lavado de Activos).

El 22 de marzo de 2024, la UIF dictó la Resolución UIF 48/2024 (la "Resolución 48") a través de la cual estableció los procedimientos mínimos que los abogados que participen en las siguientes transacciones deberán cumplir para prevenir el lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva (artículo 20, inciso 17, Ley de Prevención de Lavado de Activos): (i) compraventa de bienes inmuebles, cuando el monto involucrado sea superior a setecientos (700) salarios mínimos, vitales y móviles; (ii) administración de bienes y/u otros activos cuando el monto involucrado sea superior a ciento cincuenta (150) salarios mínimos, vitales y móviles; (iii) administración de cuentas bancarias, de ahorros y/o de valores cuando el monto involucrado sea superior a cincuenta (50) salarios mínimos, vitales y móviles; (iv) organización de aportes o contribuciones para la creación, operación o administración de personas jurídicas u otras estructuras jurídicas; y (v) creación, operación o administración de personas u otras estructuras jurídicas, y la compra y venta de negocios jurídicos y/o sobre participaciones de personas u otras estructuras jurídicas. Sin perjuicio de lo anterior, la Resolución 48 aclara que los abogados que revistan el carácter de sujetos obligados no estarán obligados a reportar operaciones sospechosas si la información relevante se obtuvo en circunstancias en las que dicho sujeto obligado está sujeto al secreto profesional.

El 29 de marzo de 2024, la UIF dictó la Resolución UIF N°49/2024 (la "Resolución 49") a través de la cual estableció los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos, financiación del terrorismo y el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva que los proveedores de servicios de activos virtuales (inciso 13 del artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos), deberán adoptar mediante la implementación de un Sistema de Prevención, con un enfoque basado en riesgo, que contendrá todas las políticas, procedimientos y controles a los fines de identificar, evaluar, monitorear, administrar y mitigar eficazmente los riesgos de LA/FT/FP a los que se encuentra expuesto y cumplir con las obligaciones exigidas por la normativa vigente.

El 13 de junio de 2024, la UIF dictó la Resolución UIF N°90/2024, posteriormente modificada por las Resoluciones N°105/2024, 129/2024 y 195/2024, (la "Resolución 90"), a través de la cual se reglamentó el Procedimiento Sumarial para la aplicación de las sanciones previstas en el Capítulo IV de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y el Sistema de Notificaciones y tramitación electrónica de expedientes.

El 18 de julio de 2024, la UIF dictó la Resolución N°110/2024 (la "Resolución 110"), a través de la cual impuso a los Sujetos Obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, la obligación de implementar un sistema de gestión de riesgos de acuerdo al "Régimen de Regularización de Activos" establecido en el Título II de la Ley N°27.743. Para el caso de detectar operaciones sospechosas de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, que fueran realizadas por sus clientes, los Sujetos Obligados deberán reportarlas a través de la página web del organismo (www.uif.gob.ar/sro) en el apartado denominado "ROS RRA". Dicho reporte deberá ser debidamente fundado y contener una descripción de las circunstancias por las cuales se considera que la operación tiene carácter de sospechosa, en el marco del Régimen de Regularización de Activos, y revelar un adecuado análisis de la operatoria y el perfil transaccional del cliente.

El 18 de diciembre de 2024, la UIF dictó la Resolución N°200/2024 (la "Resolución 200") con el objeto de establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos, financiación del terrorismo y el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva que los emisores, operadores y proveedores de servicios de cobros y/o pagos y los proveedores no financieros de crédito no previstos en otros supuestos (artículo 20 incisos 5 y 6 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos) deberán adoptar y aplicar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT/FP.

El 3 de noviembre de 2025, la UIF Dictó la Resolución N°207/2025 según la cual los Sujetos Obligados

enumerados en el artículo 20 de la Ley Nº25.246 y sus modificatorias deberán reportar, sin demora alguna, ciertas operaciones sospechosas de financiación del terrorismo, y se regula el congelamiento de los bienes u otros activos involucrados en las operaciones, de conformidad con lo establecido en el artículo 9° del Decreto Nº918/2012 y sus modificaciones.

Para un análisis más puntual del régimen, los inversores pueden recurrir a sus asesores legales y/o consultar la normativa aplicable en el sitio web de la UIF (https://www.argentina.gob.ar/uif). Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores legales y leer las leyes mencionadas y sus decretos reglamentarios.

h. Tipos de cambio

Sólo para comodidad del lector, se han convertido algunos de los montos en pesos incluidos en este Prospecto a Dólares Estadounidenses a los tipos de cambio especificados. La información equivalente del Dólar Estadounidense no debe ser entendida como que los montos en pesos, representan, o podrían ser convertidos a Dólares Estadounidenses a los tipos cambiarios mencionados o a cualquier otro tipo cambiario. La conversión de los importes de moneda, no debe ser interpretada en este Prospecto como representaciones de los montos en pesos que propiamente representen los montos en Dólares Estadounidenses, cualquier persona podría convertir los montos en Dólares Estadounidenses a cualquier tipo de cambio.

El siguiente cuadro indica los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y "de referencia" al cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos por Dólares Estadounidenses y no ajustados por inflación.

No puede garantizarse que el Peso no se deprecie o que se aprecie en el futuro.

Al 31 de diciembre de	Máximo[(1)]	Mínimo[(2)]	Promedio[(3)]	Cierre período[(4)]
2014	8,56	6,52	8,12	8,55
2015	13,40	8,55	9,26	13,04
2016	16,03	13,20	14,782	15,89
2017	18,08	15,17	16,56	18,65
2018	40,90	18,42	28,11	37,80
2019	60,01	37,04	48,24	59,89
2020	84,14	59,91	70,59	84,14
2021	102,75	84,70	95,16	102,75
2022	177,12	103,04	130,80	177,12
2023	808,48	178,14	295,21	808,48
2024	1052,50	810,65	916,25	1052,50
2025	1487,08	1032,75	1244,25	1459,41
Enero 2026	1472,73	1427,03	1449,33	1447,66
Febrero 2026	1367,24	1451,70	1409,65	1408,96
Marzo 2026	1413,83	1370,30	1396,33	1382,76
Abril 2025	1412,99	1352,98	1381,45	1381,10
Mayo (al 22 de mayo de 2026)	1399,47	1386,29	1393,78	1393,50

Fuente: Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina.

Notas:

(1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio "vendedor" más alto durante dicho período.

(2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio "vendedor" más bajo durante ese período.

(3) Promedio de cotizaciones diarias al cierre.

(4) El cierre de período indica el tipo de cambio "vendedor" al cierre de ese período.

i. Presentación de Información Contable y Otras Cuestiones

Ciertos Términos Definidos

En este Prospecto, a menos que se especifique lo contrario o que así lo exija el contexto, las referencias a: "Pan American", aluden a Pan American Energy, S.L, una sociedad organizada en Bilbao, Reino de España; las referencias a la "*Emisora*", "*la Sucursal*" o la "*Sucursal Argentina*" de Pan American aluden a Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina; las referencias a "*Axion Argentina*" aluden a Axion Energy Argentina S.A., cuyo fondo de comercio, incluyendo la totalidad de sus activos y pasivos fueron transferidos e integrados en la Sucursal el 1 de abril de 2018; las referencias a "*Pan American Energy Group*" aluden a Pan American Energy Group, S.L., el socio de Pan American; y las referencias a "*Axion Holding*" aluden a Axion Energy Holding, S.L.

Para ciertos otros términos definidos utilizados en este Prospecto, véase "*—Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión*".

Salvo especificación en contrario, las referencias contenidas en el presente a "*Dólares Estadounidenses*", "*Dólares*" o "*US$*" designan el dólar estadounidense; las referencias a "*pesos*", o "*Ps.*" designan los pesos argentinos. Véase "*—Tipos de Cambio"* e "*Información Adicional—Controles de Cambios*" para información relacionada con los tipos de cambio entre el peso y el Dólar Estadounidense.

Glosario de Ciertos Términos de Hidrocarburos y Otros Términos y Tabla de Conversión

A menos que el contexto indique lo contrario, los siguientes términos tienen los significados que se indican a continuación:

"API"	Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*).
"b"	Miles de millones.
"bbl"	Barril.
"bcf"	Miles de millones de pies cúbicos.
"bloque" o "área"	Un área de exploración o producción de petróleo y/o gas. Un bloque puede incluir uno o más yacimientos.
"Bnm3"	Miles de millones de metros cúbicos.
"boe"	Barriles equivalentes de petróleo.
"bpd"	Barriles de petróleo por día.
"Btu"	Unidad térmica británica o *British Thermal Unit*.
"cf"	Pie cúbico.
"condensado"	Hidrocarburos líquidos, producidos con gas, y líquidos derivados del gas.
"E&P"	Exploración y producción de hidrocarburos.
"gas" o "gas natural"	Cualesquiera hidrocarburos o mezcla de hidrocarburos y otros gases compuestos principalmente de metano que en condiciones atmosféricas normas se encuentra en estado gaseoso.
"GNC"	Gas natural comprimido.
"GNL"	Gas natural licuado.
"GLP"	Hidrocarburos livianos de gas licuado de petróleo compuestos principalmente de propano y butano que están en estado líquido bajo presión a temperatura normal.
"GWh"	Gigavatio por hora.
"hp"	Caballos de potencia (*horsepower*).
"IAPG"	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
"m^3"	Metros cúbicos.
"m"	Mil.
"mm"	Millón.
"MW"	Megavatio.
"operador"	La compañía designada por un consorcio o *joint venture* para llevar a cabo operaciones.
"pd"	Por día.
"petróleo" o "petróleo crudo"	Petróleo, incluyendo condensado.

“pozo de desarrollo”	Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo o gas hasta la profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe es productivo.
“pozo de exploración”	Un pozo perforado para encontrar un reservorio no descubierto de petróleo o gas. Esta definición refleja los antecedentes históricos de la Compañía y difiere de la definición de la SEC, que considera que un pozo de exploración es cualquier pozo que no es un pozo de desarrollo.
“pozo productivo”	Un pozo de exploración o desarrollo que no es un pozo seco.
“pozo seco”	Un pozo exploratorio o de desarrollo que resultó incapaz de producir hidrocarburos en cantidades suficientes para justificar su terminación.
“ppm”	Partes por millón.
“reacondicionamiento”	Trabajo importante de reparación realizado en pozos de petróleo y/o gas. El reacondicionamiento puede incluir la reparación de entubados o de cañerías, cementación forzada, cementación de fondo o estimulación (fracturación, acidización u otra).
“reservas”	Las cantidades estimadas de petróleo y gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran que son económicamente recuperables con las prácticas operativas existentes y las condiciones económicas vigentes.
“reservas probadas”	Las cantidades estimadas de petróleo y gas que los datos geológicos y de ingeniería demuestran, con razonable certeza que son recuperables en años futuros a partir de reservorios conocidos en las condiciones económicas y operativas existentes, es decir, en función de los precios y costos a la fecha en que se realiza la estimación y cualquier cambio de precio dispuesto en virtud de acuerdos contractuales, pero no el incremento basado en condiciones futuras.
“reservas probadas desarrolladas”	Las reservas de petróleo y gas que se prevé que serán producidas por medio de los pozos existentes con el equipo y los métodos operativos existentes (las reservas de petróleo y gas adicionales que se prevé obtener por medio de la aplicación de inyección de fluido u otras técnicas de recuperación mejoradas para complementar las fuerzas naturales y los mecanismos de recuperación primarios se incluyen solamente después de su prueba mediante un proyecto piloto o después de que la operación de un programa instalado ha confirmado a través de la respuesta de producción que logrará una mayor recuperación).
“reservas probadas no desarrolladas”	Las reservas de petróleo y gas que se prevé recuperar de pozos nuevos en superficies no perforadas, o de pozos existentes cuando se requiera una inversión relativamente importante para su terminación, pero sin incluir las reservas atribuibles a cualquier superficie para la cual se contemple la aplicación de inyección de fluido u otra técnica de recuperación mejorada, salvo que dichas técnicas hayan demostrado ser efectivas mediante pruebas reales realizadas en el área y en el mismo reservorio (las reservas en superficies no perforadas se limitan a aquellas unidades de perforación que compensan unidades en producción cuya producción es razonablemente cierta al ser perforadas; las reservas probadas correspondientes a otras unidades no perforadas pueden reclamarse solamente cuando pueda demostrarse con certeza que existe continuidad de producción desde la formación existente).
“RPS”	RPS Group Inc.
“Ryder Scott”	Ryder Scott Company Petroleum Engineers.
“superficie desarrollada”	Superficie dentro de los límites de un yacimiento, en la que se han perforado pozos de desarrollo que producen hidrocarburos.
“superficie neta”	La suma de la superficie de acuerdo a su participación en el área.

“superficie no desarrollada”	Superficie dentro de los límites de un bloque en la cual se han perforado o terminado pozos hasta un punto que permitiría la producción de cantidades comerciales de petróleo y gas, ya sea que dicha superficie contenga o no reservas probadas.

Tabla de Conversión

1 barril	= 42 galones estadounidenses = 0,159 metros cúbicos.
1 barril de petróleo	= 1 barril de equivalente de petróleo.
1 barril de equivalente de petróleo	= 5.800 pies cúbicos de gas.
1 barril de equivalente de petróleo	= 1 barril de GLP.

IX. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

En virtud de las reglamentaciones argentinas aplicables, la Emisora presenta a la CNV sus Estados Financieros Anuales Auditados. En tanto cualesquiera Obligaciones Negociables se encuentren en circulación, todos los mencionados Estados Financieros publicados por la Emisora y presentados a la CNV con posterioridad a la fecha del presente, quedarán incorporados al presente por referencia. Adicionalmente, con respecto a una emisión determinada de obligaciones negociables, el Suplemento de Prospecto relacionado con tal emisión se incorporará por referencia a este Prospecto y formará parte del mismo. En un mismo sentido, cualquier modificación o suplemento al presente Prospecto que oportunamente se emita también se incorporará por referencia al presente, formando parte del mismo.

Estados Financieros

Los Estados Financieros que integran el presente Prospecto son los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambos confeccionados de acuerdo con las normas contables NIIF. Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora referidos en el presente Prospecto se encuentran publicados en el Sitio Web de la CNV bajo los IDs 3494973 y 3329561, respectivamente.

EMISORA

Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina
Av. Leandro N. Alem 1180 (C1001AAT) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES

Martínez de Hoz & Rueda
Bouchard 680, Piso 19 (C1106ABJ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES

Price Waterhouse & Co S.R.L.
Bouchard 557° (C1106ABG) Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de mayo de 2026.

Rodolfo E. Berisso

Subdelegado