

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 Disposición N°DI-2020-34-APN-GE#CNV de fecha 3 de julio de 2020 de la Gerente de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) para la emisión de obligaciones negociables por un monto de hasta US\$600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) (o su equivalente en otras monedas), a ser emitidas en tramos, sin posibilidad de reemisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente, el cual fuera ampliado hasta la suma de US\$1.250.000.000 (Dólares Estadounidenses mil doscientos cincuenta millones) (o su equivalente en otras monedas) mediante la Disposición N°DI-2020- 42-APN-GE#CNV de fecha 4 de septiembre de 2020 de la Gerente de Emisoras de la CNV, y el cual fuera ampliado hasta la suma de US\$2.000.000.000 (Dólares Estadounidenses dos mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) mediante Disposición N°DI-2021-9-APN-GE#CNV de fecha 29 de marzo de 2021 de la Gerente de Emisoras de la CNV. El Registro de Emisor Frecuente fue ratificado y ampliado hasta la suma de US\$3.000.000.000 (Dólares Estadounidenses tres mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) por Disposición N°DI-2022-14-APN-GE#CNV de fecha 5 de mayo de 2022 de la Gerente de Emisoras de la CNV. Mediante Disposición N°DI-2023-18-APN-GE#CNV de la Gerente de Emisoras de la CNV de fecha 11 de mayo de 2023 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sucursal por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor). Asimismo, mediante Disposición N°DI-2024-19-GE#CNV de la Gerente de Emisoras de la CNV de fecha 4 de abril de 2024 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sucursal por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de obligaciones negociables hasta la suma de US\$1.000.000.000 (Dólares Estadounidenses mil millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) (el “Monto Máximo”). 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. 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.

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 VIII, 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. La ratificación de la condición de Emisor Frecuente, la actualización del Prospecto y la fijación del Monto Máximo para futuras emisiones de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente fue aprobada por el Representante Legal con fecha 12 de marzo de 2024.

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 10 de abril de 2024.

ÍNDICE

I.	INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	3
II.	FACTORES DE RIESGO	64
III.	POLÍTICAS DE LA EMISORA	82
IV.	INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	88
V.	ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS.....	94
VI.	ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA.....	100
VII.	ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL	101
VIII.	INFORMACIÓN ADICIONAL	133
IX.	INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	
	ESTADOS FINANCIEROS	165

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 N° 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. Rodolfo A. Díaz, con domicilio constituido y registrado a esos fines en Av. Leandro N. Alem 1180, piso 11° (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. El mandato del Sr. Díaz fue renovado por el Consejo de Administración de Pan American con fecha 15 de febrero de 2024 y en la misma fecha, además, se designó al Sr. Gonzalo Fratini Lagos en su cargo de Representante Legal, en ambos casos con actuación individual e indistinta y con efecto a partir del 1 de abril de 2024 y hasta el 31 de marzo de 2027. Esta última renovación de mandato y designación se encuentra en proceso de inscripción.

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 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 AFIP 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, los accionistas de Pan American aprobaron 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 N°19.550, 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 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.

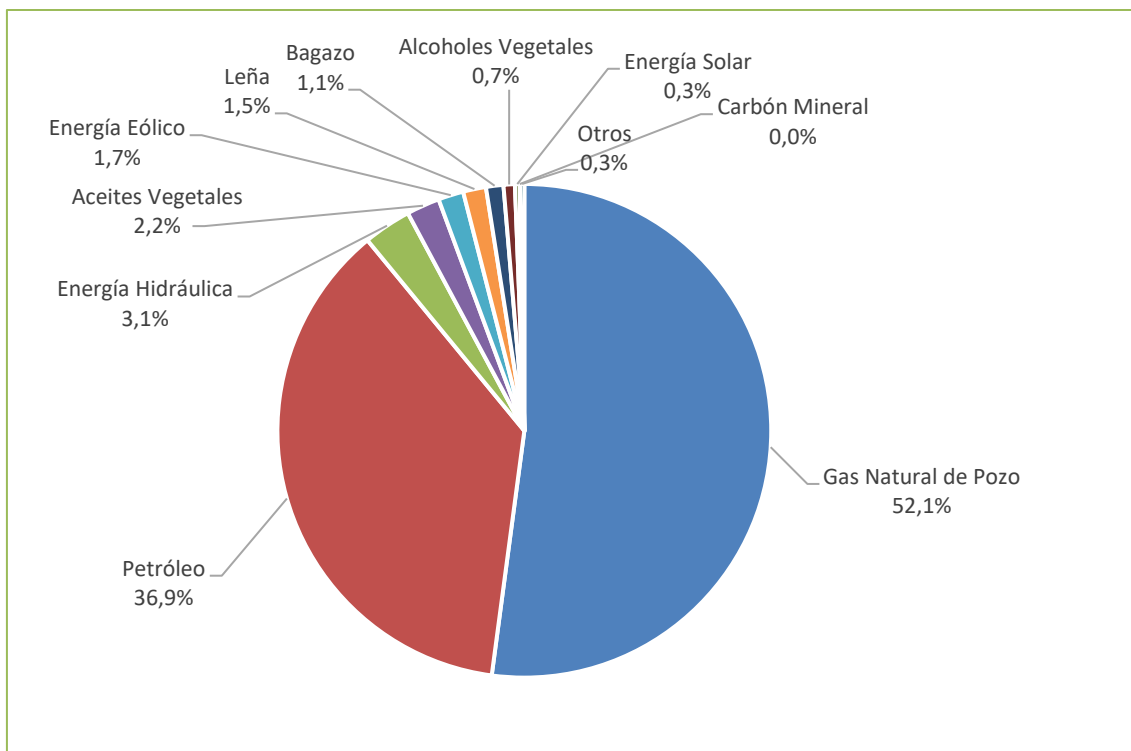
b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

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 siguiente cuadro ilustra las fuentes de energía primaria, en base a la producción, al 31 de diciembre de 2022, según la última información anual disponible en el sitio web de la SE <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia> (el “Sitio Web de la SE”):



Fuente: Gráfico preparado en base a la información del balance anual energético para el año 2022 publicado en el Sitio Web de la SE.

Gas Natural¹

Durante 2023, la producción bruta total de gas natural ascendió aproximadamente a 132 millones de m³ por día, lo que representó un descenso del 0,8% respecto de la producción bruta de 2022 y un ascenso del 6,2% del volumen producido en 2021. Esta variación se debe principalmente al continuo aumento en la producción en la cuenca Neuquina, la cual ha incrementado su aporte promedio diario como resultado del desarrollo de reservas de gas no convencional en la zona, compensando así la caída en el resto de las cuencas gasíferas del país.

En cuanto a las importaciones de gas natural por parte del gobierno argentino alcanzó un promedio de 6,3 millones de m³/d en 2023, 10,5 millones de m³/d en 2022 y 12,8 millones de m³/d en 2021. Adicionalmente, durante 2023, se exportó un total de 4,5 millones de m³/d de gas natural, 5,3 m³/d en 2022 y 2,4 m³/d en 2021.

En base a la última información anual publicada por la SE al 31 de diciembre de 2022 y 2021, las reservas de gas natural totales dentro de la Argentina alcanzaban 1.675.245 millones de m³ y 1.619.713 millones de m³, respectivamente, de los cuales el 27% y 26% eran reservas probadas, respectivamente.

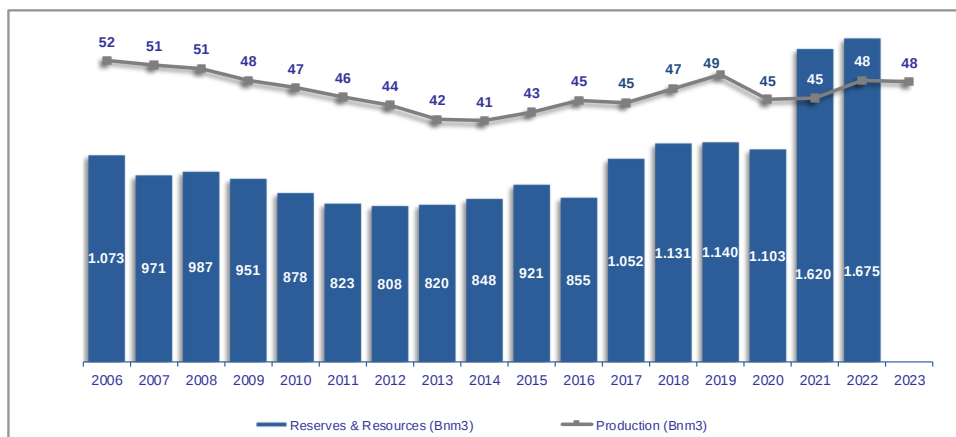
El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción y de las reservas de gas natural en Argentina entre 2006 y 2023:

Evolución de la Producción y Reservas de Gas Natural

En miles de millones de m³, 2006-2023²

¹ **Nota:** Corresponde a la última información anual disponible en el Sitio Web de la SE.

² **Nota:** Corresponde a la última información disponible en el Sitio Web de la SE.



Nota: “Reserves and Resources” significa “Reservas y Recursos”. “Production” significa “Producción”.

Fuente: Secretaría de Energía (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Prospecto).

Petróleo Crudo³

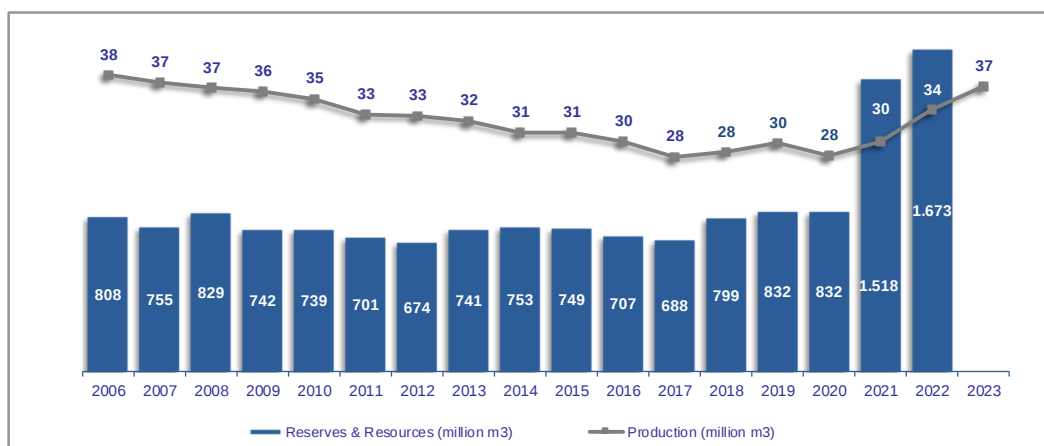
En 2023, la producción total de petróleo crudo ascendió a 101.007 mil m³ por día, lo que representó un ascenso del 9% respecto al 2022 (92.637 mil m³ por día) y del 24% respecto al 2021 (81.650 mil m³ por día).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, las reservas de petróleo totales dentro del país alcanzaban 1.672.662 miles de m³ y 1.518.353 miles de m³, respectivamente, de las cuales 28% y 30% eran reservas probadas, respectivamente.

El siguiente cuadro muestra la evolución de la producción y de las reservas de petróleo en Argentina entre 2006 y 2023:

Evolución de la Producción y Reservas de Petróleo

En millones de m³, 2006-2023



Fuente: Secretaría de Energía (últimos datos anuales publicados a la fecha de este Prospecto).

Nota: “Reserves and Resources” significa “Reservas y Recursos”. “Production” significa “Producción”.

c) Descripción de las actividades y negocios

Operaciones del segmento *Upstream*⁴

Actividades de exploración, desarrollo y producción

Introducción

³ Nota: Corresponde a la última información disponible en el Sitio Web de la SE.

⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

En la actualidad, la Sucursal posee participaciones en trece áreas de producción de petróleo y gas en 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 2023 fueron: (i) en la cuenca Golfo San Jorge, el área Cerro Dragón, Anticlinal Funes y Piedra Clavada y Koluel Kaike, que representaron el 84,8% de la producción total de petróleo, y el 29% de la producción total de gas; (ii) en la Cuenca Neuquina, en las áreas San Roque, Aguada Pichana Este y Oeste, Coirón Amargo Sur Este, Bandurria Centro, Aguada de Castro, Aguada Cánepa y Lindero Atravesado que en conjunto representaron el 14,6% de la producción total de petróleo y el 63% de la producción total de gas; y (iii) en la Cuenca Noroeste, en el área Acambuco (que representó el 0,6% de la producción total de petróleo y el 8% de la producción total de gas).

La Sucursal lleva a cabo actividades de producción y desarrollo hidrocarburífero en 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, que fueron prorrogadas por un plazo de diez años hasta 2026 y 2027.

Adicionalmente, la Sucursal tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 2046 y 2047, en virtud de contratos de operación con las dos empresas estatales de las Provincias del Chubut, Petrominera Chubut S.E. (“Petrominera”), y de la Provincia de Santa Cruz, Fomento Minero de Santa Cruz S.E. (“Fomicruz”), siempre que: (a) un año antes del vencimiento de cada contrato de concesión, la Sucursal certifique un volumen de reservas equivalentes a no menos de dos años de producción al nivel de la producción acumulada del último año calendario anterior al período adicional extendido, y (b) la Sucursal haya invertido entre 2017 y 2026 un mínimo de US\$1,3 mil millones en la concesión, mínimo que ya se ha cumplido.

De conformidad con los términos de los contratos de operación celebrados con Petrominera y Fomicruz: (i) la Sucursal, como operador, tendrá a su exclusivo cargo y costo la realización de inversiones y la gestión de las operaciones en cada una de las áreas; (ii) la Sucursal tendrá el dominio y la libre disponibilidad de los hidrocarburos que produzca y las divisas correspondientes; y (iii) la Sucursal pagará a Petrominera y Fomicruz (respecto del área aplicable), durante toda la vigencia del contrato de operación: (a) un monto equivalente a la participación del 12% de regalías establecido en el artículo 93 de la Ley de Hidrocarburos (según se define más adelante); (b) un canon anual por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área conforme se establece en el artículo 58 de la Ley de Hidrocarburos; (c) el importe equivalente al aporte especial del 3% de los ingresos netos del área, neto de ciertos ítems; y (d) el 1% del valor de la producción mensual de hidrocarburos, neto de consumo y reinyección, y de los gastos de transporte y almacenaje a partir de los puntos de medición.

El siguiente mapa señala las principales áreas de operaciones del segmento de *Upstream* de la Sucursal:



Producción⁵

En el año 2023, la producción diaria neta combinada promedio de petróleo y gas de la Sucursal fue de 160,4 mboe, neto de montos reinyectados en yacimientos y consumidos en las operaciones y plantas de procesamiento. Durante el año 2023, la producción de petróleo crudo y gas representó aproximadamente el 62% y el 38% respectivamente, del total de la producción diaria neta promedio de la Sucursal.

Durante el año 2023, la Sucursal fue la principal productora de petróleo y gas de capital privado y la segunda productora de petróleo y gas en general del país en términos de volumen, con aproximadamente el 15% del total de la producción de petróleo local, el 11% del total de la producción de gas local y el 13% del total de la producción de petróleo y gas local (medida en boe en forma combinada) según datos publicados por el IAPG.

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”.

⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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

	Petróleo (mmbbl)	Gas ⁽¹⁾ (mmcf)	GLP (mmbbl)	Total ⁽²⁾ (mmboe)
2020	102,4	288,3	—	152,1
2021	98,3	278,0	—	146,2
2022	100,6	321,9	—	156,1
2023	99,6	352,8	—	160,4

⁽¹⁾ El promedio de producción diario de gas es mostrado neto de los montos 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 y 1 barril de GLP equivalente a un barril de petróleo.

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 2023. Estas certificaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con los requisitos de información y estimación de reservas de gas y petróleo 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 y petróleo es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de gas y petróleo 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 y petróleo 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 y petróleo 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 o negocios— Reservas*”.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas, probables y posibles netas de la Sucursal, según las certificaciones de Ryder Scott y RPS, eran de 2.364,3 mmboe, consistentes en 1.631,3 mmbbl de petróleo y condensado y 4.251,4 bcf de gas natural. De estas reservas, 1.436,9 mmboe son probadas, de las cuales el petróleo representaba aproximadamente el 72%, y el gas aproximadamente el 28%. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2023, las reservas probadas netas estimadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2023 representaban una vida promedio de reservas aproximada de 29 años para el petróleo y 13 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 y gas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2023⁶:

	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)
Probadas	1.038,4	2.311,3	1.436,9
Probables	440,0	1.286,9	661,9

⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)
Posibles	152,9	653,2	265,6
Total Reservas Certificadas	1.631,3	4.251,4	2.364,3

La certificación de reservas al 31 de diciembre de 2023 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 2023 para las áreas Cerro Dragón, Anticlinal Funes, Piedra Clavada, Koluel Kaike, 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 y gas 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 2022	163.935.951	63.257.907	227.193.858
Adición neta de reservas del ejercicio	6.930.404	6.931.599	13.862.003
Producción del ejercicio	(5.777.612)	(4.741.780)	(10.519.392)
Reservas al 31 de diciembre de 2023	165.088.743	65.447.726	230.536.469

(1) A los efectos del cálculo la conversión de 1.000 m³ de gas natural es igual a 1 m³ 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 2023:

Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2023

Lugar	Área / Yacimiento (1)	Participación de la Sucursal (%)	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)	Desarrolladas (%)	Producción Diaría Neta Promedio de 2023 (mboe)
Cuenca Neuquina	Aguada Pichana Este (1)	5,6	0,3	139,8	24,4	55,4	5,9
	San Roque	16,5	0,2	15,0	2,8	100	2,1
	Lindero Atravesado	62,5	60,0	107,0	78,4	40,0	11,8
	Bandurria Centro (2)	100,0	16,2	21,9	20,0	26,3	1,0
	Aguada Pichana Oeste	60,0	—	962,4	165,9	42,5	24,1
	Aguada de Castro	60,0	—	80,8	13,9	33,2	2,0
	Coirón Amargo Sur Este	90,0	92,9	25,4	97,3	15,0	4,3
	Aguada Cánepa (3)	90,0	19,8	5,8	20,9	16,0	1,5
	Cerro Dragón/ Anticlinal Funes (4)	100,0/70,0	817,3	861,2	965,8	60,7	98,7
	Estancia La Escondida	25,0	0,2	0,1	0,3	70,5	0,1
Cuenca Golfo San Jorge							

Reservas Netas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas al 31 de diciembre de 2023

Lugar	Área / Yacimiento (1)	Participación de la Sucursal (%)	Petróleo (mmbbl)	Gas (bcf)	Total (mmboe)	Desarrolladas (%)	Producción Diaria Neta Promedio de 2023 (mboe)
Cuenca Noroeste	Piedra Clavada (4)	100,0	16,8	2,6	17,3	84,1	2,2
	Koluel Kaike (4)	100,0	12,9	6,7	14,1	60,9	1,2
	Acambuco	52,0	1,5	82,5	15,8	100	5,5
Total		N/A	1.038,4	2.211,3	1.436,9	53,7	160,4

(1) Nota: 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 de Vaca Muerta, en los que la participación de la Sucursal es del 18,18%.

(2) Nota: 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) Nota: Cuenta con una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, otorgada mediante Decreto Provincial N°1446/20.

(4) Nota: Cerro Dragón y Anticlinal Funes se consideran dos áreas. Piedra Clavada y Koluel Kaike se consideran una área.

El cuadro que sigue muestra la producción diaria neta promedio de petróleo y gas de 2023 para cada área de producción en la que la Sucursal posee participación⁷:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023

Área/Yacimiento	Petróleo (mmbbls)	Gas (mmcf)	Total (mboe)
Cerro Dragón/Anticlinal Funes	81,0	102,4	98,7
Acambuco	0,6	28,3	5,5
San Roque	0,2	11,0	2,1
Aguada Pichana Este	0,1	33,4	5,9
Aguada Pichana Oeste	—	139,8	24,1
Lindero Atravesado	7,5	25,1	11,8
Piedra Clavada	2,2	—	2,2
Koluel Kaike	1,2	—	1,2
Bandurria Centro	0,9	0,3	1,0
Coirón Amargo Sur Este	4,2	0,7	4,3
Aguada Cánepa	1,5	0	1,5
Aguada de Castro	—	11,7	2,0
Estancia La Escondida	0,1	—	0,1
Total	99,6	352,8	160,4

El siguiente cuadro contiene cierta información a la fecha de este Prospecto referida a las áreas de exploración de hidrocarburos de la Sucursal⁸:

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
Cuenca Neuquina	Meseta Cerón Chico	1.219,7	100	1.219,7
	Aguada de Castro Oeste I	120	90	96
	Aguada de Castro Oeste II	82	90	70
	Acambuco B	47,5	100	47,5

⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Lugar	Área/Yacimiento ⁽¹⁾	Superficie Bruta	Participación de la Sucursal (%)	Superficie Neta
Total		10.541,1	—	9.597,8

(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^{9 10}

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 2023, Cerro Dragón (incluyendo Anticlinal Funes) representó el 81% de la producción total de petróleo de la Sucursal y el 29% de su producción total de gas. Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio de esta área fue de 98,7 mboe (81,0 mbbls de producción de petróleo diaria neta promedio y 102,4 mmcf de ventas netas de gas promedio diario). Al 31 de diciembre de 2023, el total de pozos activos en esta área era de 4.314 pozos productores y 1.104 pozos inyectores de agua.

Cerro Dragón también posee el 67% del total de reservas probadas de la Sucursal al 31 de diciembre de 2023. Específicamente, el total de reservas probadas de petróleo netas en Cerro Dragón y Anticlinal Funes es de 817,3 mmbbl y las reservas probadas de gas netas ascienden a 861,2 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 monitoreadas mediante un sistema de vigilancia 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 2027. Además, la Sucursal tiene derecho a continuar con las actividades en Cerro Dragón hasta 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 inversión, que ya se encuentra cumplido.

Lindero Atravesado^{11 12}

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

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 11,8 mboe y representó 7,4% del total de producción de petróleo de la Sucursal (7,5 mbbl de producción de petróleo diaria neta promedio) y 7,1% del total de producción de gas de la Sucursal (25,1 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2023, el área contaba con un total de 235 pozos activos.

Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área era de 78,4 mmboe, de los cuales 60,0 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 107,0 bcf a reservas probadas de gas netas.

En 2015, la Provincia del Neuquén otorgó a la Sucursal y a YPF S.A. (“YPF”) una concesión para la explotación no convencional de esta área por un plazo de 35 años.

La Sucursal actualmente se encuentra desarrollando el proyecto de *shale oil* en la formación de Vaca Muerta. El proyecto se encuentra actualmente en la fase de desarrollo intensivo (*factory mode*), a dos niveles dentro de la formación de Vaca Muerta, con un total de 45 pozos perforados horizontales en producción al 31 de diciembre de 2023.

*Aguada Pichana Este*¹³

El área Aguada Pichana Este está situada en la Cuenca Neuquina de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 5,6% en el área, que es operada por Total Austral S.A. (“Total Austral”). La participación

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: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora

¹³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 de Vaca Muerta.

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 5,9 mboe (0,1 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 33,4 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2023, el área tenía 264 pozos en producción.

Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área era de 24,4 mmboe, de los cuales 0,3 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 139,8 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.

Entre los años 2017 y fines de 2018, se completó la Fase 1A del proyecto de desarrollo de *shale gas* (20 pozos horizontales perforados y 19 pozos conectados en la formación de Vaca Muerta). Desde 2019, la Sucursal se encuentra desarrollando la Fase 1B del proyecto de desarrollo de *shale gas* (40 pozos horizontales en Vaca Muerta). Durante 2023, el desarrollo de *shale* continúa con una plataforma y se espera que alcance una capacidad de tratamiento de 500 mmcf durante 2024.

San Roque¹⁴

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

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 2,1 mboe (0,2 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 11,0 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Al 31 de diciembre de 2023, el área tenía 33 pozos en producción.

Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área era de 2,8 mmboe, de los cuales 0,2 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 15,0 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 bloque San Roque se encuentra actualmente en evaluación de un posible desarrollo no convencional.

Bandurria Centro¹⁵

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

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 1,0 mboe (0,9 mbbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 0,3 mmcf de ventas de gas promedio diario). La producción de gas se utilizó en un piloto de reinyección con el objetivo de incrementar la producción de shale oil. En diciembre de 2023 se han puesto en producción dos nuevos pozos horizontales que han navegado en un horizonte cercano al tope de la formación Vaca Muerta, con el objetivo de mejorar la producción de los pozos del bloque.

Al 31 de diciembre de 2023, el área tenía en total 24 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área era de 20,0 mmboe, de los cuales 16,2 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 21,9 bcf a reservas de gas netas. En el año 2015, la Sucursal resultó adjudicataria de una concesión para explotación no convencional en el área Bandurria Centro por un plazo de 35 años.

Piedra Clavada y Koluel Kaike^{16 17}

Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike están situadas en la Cuenca Golfo San Jorge de la Argentina, y son operadas por la Sucursal.

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio combinada de las áreas fue de 3,4 mboe. En estas áreas sólo se produce petróleo y el gas se utiliza para generación de energía.

Al 31 de diciembre de 2023, las áreas contaban con 452 pozos productores y 164 pozos inyectores activos. En estas áreas, se produce crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API.

¹⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁷ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas combinadas probadas netas de las áreas fue de 31,3 mmoeb, de los cuales 29,7 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 9,3 bcf a reservas probadas de gas netas.

Con fecha 1 de febrero de 2024, la Sucursal acordó con Crown Point Energía S.A. (“Crown Point”) la venta de la participación de la Sucursal en las áreas hidrocarburíferas Piedra Clavada y Koluel Kaike (“PCKK”) ubicadas en la provincia de Santa Cruz. El cierre de la transacción está sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, entre ellas, las aprobaciones regulatorias y provinciales correspondientes. El precio de venta se compone de (i) un pago en efectivo por US\$ 12 millones (sujeto a ciertos ajustes); y (ii) pagos en especie mensuales durante un período de 15 años desde el cierre de la operación. El pago en especie se realizará con producción de hidrocarburos líquidos provenientes de PCKK por parte de Crown Point a la Sucursal, cuya cantidad variará de 0 a 600 bbl/d, sujeto al precio del mercado del petróleo determinado para cada mes.

Acambuco^{18 19}

El área Acambuco está situada en la Cuenca Noroeste de la Argentina. La Sucursal posee una participación del 52% en el área, que es operada por la Sucursal.

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 5,5 mmoeb (0,6 mmbbl de producción de petróleo diaria neta promedio y 28,3 mmcf de ventas netas de gas por día).

Al 31 de diciembre de 2023, el área tenía en total 5 pozos en producción. Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área era de 15,8 mmoeb, de los cuales 1,5 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 82,5 bcf a reservas probadas de gas netas.

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro^{20 21}

Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro están situadas en la zona oeste de la Cuenca Neuquina de la Argentina, cubriendo una superficie de 761 km². 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 de 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. (“Wintershall”), 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 2023 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 2023 se han perforado 42 pozos horizontales y 6 se encuentran en perforación.

Durante el año 2023, la producción diaria neta promedio del área Aguada Pichana Oeste fue de 26,1 mmoeb (151,5 mmcf de producción de gas diaria neta promedio). Durante el invierno del año 2023, se logró inyectar al sistema 10 millones de m³/d de gas. Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área era de 1.043,2 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, un monto equivalente a dos unidades de trabajo, las cuales serán destinadas a financiar actividades de capacitación y/o inspección a favor del

¹⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

¹⁹ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

²⁰ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²¹ Nota: Las participaciones corresponden a porcentajes sobre el total de la producción de la Emisora.

Departamento de Energía, Minería e Hidrocarburos (siendo el valor de cada unidad de trabajo US\$5); 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. *Centro Golfo San Jorge Marina (Santa Cruz y Chubut)*

La Sucursal posee una participación del 90% en la explotación de 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 km². 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 km², entre los meses de marzo y agosto de cada año calendario.

*Meseta Cerón Chico*²²

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 PMCCCh.xp-1001 durante el tercer trimestre de 2019, mientras que la compleción fue finalizada durante 2020. El pozo que descubrió de *tight* gas de Mina del Carmen Fm, 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.

*Aguada Cánepa*²³

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

²² Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 de 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 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 de 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 dos pozos horizontales de 3.000 metros de longitud de rama lateral con objetivo a la formación Vaca Muerta, los cuales se encuentran en producción, e implicaron una inversión de US\$ 25,1.

Durante 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 1,5 mboe. Al 31 de diciembre de 2023, el área contaba con cuatro pozos productivos en la formación de Vaca Muerta. Actualmente se están construyendo las instalaciones de producción necesarias para continuar con el plan de delineación y desarrollo del área. Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas netas totales eran 20,9 mmbbls, de los cuales 19,8 mmbbls correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 5,8 bcf a reservas probadas de gas netas.

Coirón Amargo Sur Este²⁴

El área Coirón Amargo Sur Este (“CASE”) está situada en la Provincia del Neuquén, cubriendo una superficie de 227,8 km². 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 2023, la producción diaria neta promedio del área fue de 4,3 mboe. Al 31 de diciembre de 2023, el área tenía 16 pozos en producción en la formación Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2023, el total de reservas probadas netas del área ascienden a 97,3 mmbbl, de los cuales 92,9 mmbbl correspondían a reservas probadas de petróleo netas y 25,4 bcf a reservas probadas de gas netas.

Durante el año 2023 se ha avanzado con la construcción de instalaciones de procesamiento y evacuación de petróleo y gas, las cuales permitirán a partir de este año, lanzar el desarrollo intensivo de Coirón Amargo

²⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

Sur Este y Aguada de Cánepa.

Comercialización de petróleo²⁵

Durante el año 2023, la Sucursal despachó 37,5 mmbbl de petróleo crudo producido por sus yacimientos situados en la Argentina, 30,0 mmbbl de petróleo crudo fueron consumidos en su refinería, 0,2 mmbbl fueron comercializados en el mercado local, y 7,3 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 79% 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.

Las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike producen crudo Cañadón Seco, un petróleo dulce de 25 grados API, que representa aproximadamente el 3% del volumen producido por la Sucursal.

El resto del crudo producido por la Sucursal en otras áreas es más ligero destacándose el crudo Medanita, que en promedio tiene 42 grados API, y que representa el 14% del volumen producido por la Sucursal.

La mayor parte del petróleo producido por la Sucursal es transportado desde los yacimientos a la refinería de la Sucursal. Ello permite valorizar el petróleo crudo al producir subproductos de mayor valor como gasolina, diésel y fuel oil. En 2023 fueron despachados desde los yacimientos de la Sucursal a su refinería 30,0 mmbbl del petróleo producido por la Sucursal, equivalente al 80% del total producido.

Las ventas de petróleo 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 (menor a un mes).

Para el caso de las exportaciones desde la Argentina, que totalizaron 7,3 mmbbl en 2023, la Sucursal está obligada a ofrecer la producción en primer lugar al mercado local. Los precios de las exportaciones de la Sucursal reflejan principalmente el precio del petróleo Escalante argentino vigente 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 la Sucursal.

La Sucursal percibe los pagos de sus exportaciones en Dólares Estadounidenses. En el caso de las ventas locales, en pesos, 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”). El crudo producido en las áreas Piedra Clavada y Koluel Kaike es transportado a través del oleoducto de propiedad de YPF, a la terminal de almacenamiento y despacho de Caleta Olivia, ubicada en la provincia de Santa Cruz, también de propiedad de Termap.

Adicionalmente, la Sucursal es propietaria indirectamente del 11,9% de Oleoductos del Valle S.A. (“Oldelval”), el único sistema de oleoductos que conecta la Cuenca Neuquina con las terminales de exportación de la costa atlántica y que actualmente se encuentra en proceso de expansión ampliando su capacidad de bombeo a Puerto Rosales de 36.000 m³/d a 86.000 m³/d a partir del año 2025 cuando finalicen las obras del proyecto Duplicar. Por otra parte, es propietaria indirectamente del 31,7% de Termap, cuyas terminales (Caleta Córdova y Caleta Olivia) se encuentran estratégicamente ubicadas en la Cuenca Golfo San Jorge (donde están ubicadas las áreas Cerro Dragón, Piedra Clavada y Koluel Kaike) y proveen instalaciones, servicios de almacenamiento y carga de petróleo crudo.

Comercialización de gas²⁶

La producción de gas de la Sucursal en Argentina se comercializa a sus clientes locales a través de distintos

²⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 774/2022 y sus modificatorias.

Al 31 de diciembre de 2023, la producción de gas se hallaba comprometida a través de contratos de suministro por un despacho diario promedio de aproximadamente 490 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 2023 se distribuyeron de la siguiente forma: aproximadamente un 30% a distribuidoras, 29% a industrias locales, 32% a plantas generadoras, 2% a estaciones minoristas de GNC y 7% 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 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

Introducción²⁷

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 2023, 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 2023, las ventas de gasoil y nafta de la Sucursal representaron el 15,4% y 13,4% del total de ventas de gasoil y nafta en Argentina, respectivamente, siendo la segunda más importante en términos de gasoil.

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 2023. Asimismo, la Sucursal opera una planta de mezcla y acondicionamiento de aceite lubricante en la 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 2023, el negocio de *downstream* de la Sucursal realizó ventas minoristas a través de 568 estaciones de servicio ubicadas en todo el país, que funcionan bajo el nombre “AXION energy”. La Sucursal es propietaria de 54 de estas estaciones de servicio, que opera directamente, y de 21 estaciones de

²⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

servicio que son operadas por concesionarios, mientras que las restantes 493 estaciones de servicio son de propiedad de terceros y operadas por éstos, las cuales incluye las estaciones adquiridas en mayo de 2018 de la terminal de Caleta Paula, ubicadas en la región de la Patagonia Argentina. Asimismo, al 31 de diciembre de 2023, la Sucursal contaba con 64 de estaciones de Agroservicio dedicadas a abastecer, principalmente, al sector agrícola y a pequeñas empresas.

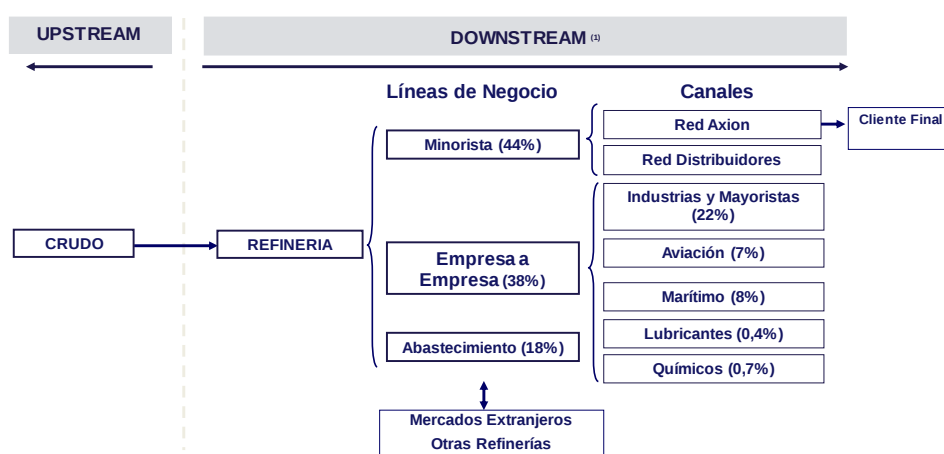
La mayor parte del crudo que procesa la Sucursal proviene de proveedores de crudo locales, incluido su negocio de *Upstream* en Argentina. La Sucursal es la mayor proveedora de petróleo crudo a la refinería de Campana, representando más del 90% de todo el petróleo crudo procesado por la refinería durante el año 2023.

El petróleo crudo que procesa la Sucursal es transportado desde las Cuencas Golfo San Jorge, Neuquina y Austral hasta la refinería de la Sucursal 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 44,1% de las ventas de combustible por volumen durante el año 2023, 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 38,4% de las ventas de combustible por volumen del año 2023, incluye ventas a clientes industriales y mayoristas (22,4%), clientes de los sectores de aviación y marítimo (6,7% y 8,2%, respectivamente), ventas de lubricantes (0,4%) y productos químicos (0,7%); y
- la *división de abastecimiento*, la cual representó el 17,5% de las ventas de combustible por volumen del año 2023, la que se encarga principalmente de las exportaciones, importaciones 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 Sucursal²⁸:



(1) Materias primas, destilados intermedios y productos terminados

Refinación²⁹

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.

²⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

²⁹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

La refinería puede procesar hasta 95.000 barriles de petróleo crudo por día, lo que representa aproximadamente el 16,5% del total de la capacidad instalada de refinación de petróleo crudo de la Argentina al 31 de diciembre de 2023. 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 84%, 74% y 90% en 2021, 2022 y 2023, respectivamente. La refinería procesó un promedio de 80, 74 y 85 mil barriles de petróleo crudo por día en 2021, 2022 y 2023, respectivamente. De la cantidad total de petróleo crudo procesado en la refinería de Campana en 2023, el 77% corresponde a petróleo crudo pesado con una gravedad inferior a 30° de densidad en la escala API (principalmente, Escalante), y el resto (23%) petróleo crudo liviano con una gravedad superior a 40° 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 cada vez más 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 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, ubicada 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.

Durante los últimos años se llevó a cabo en Refinería 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 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 la Sucursal 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.

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 la fecha del presente Prospecto, los productos refinados de la refinería de la Sucursal cumplen con las reglamentaciones ambientales nacionales y provinciales de la Argentina en todos sus aspectos significativos. A su vez, el plan de ampliación de la refinería mejoró la calidad de los combustibles producidos por la Sucursal y redujo las emisiones, permitiéndole a la Argentina país 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.

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 actuales y futuras 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 ultra bajo de azufre (gasoil Grado 3).....	10

(*) dispensa a 150 ppm otorgado por la Secretaría de Energía de la Nación hasta el 31 de diciembre de 2025 con evidencias de proyecto en curso. La Sucursal está llevando a cabo el proyecto de Hidrotratamiento de Nafta Catalítica.

Producción³⁰

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 indicados³¹:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2022	2023
	(miles de barriles por día)		
Materia prima			
Petróleo crudo ⁽¹⁾	79,9	74,1	85,3
Otras compras ⁽²⁾	0,8	0,8	0,7
Total	80,7	74,9	86,0
Productos refinados			
Gasoil	34,9	31,9	38,6
Nafta para automóviles	18,4	16,2	19,8
Otras naftas	7,2	6,4	5,2
Combustible de aviación	2,6	4,7	6,8
Fuel oil intermedio	0,0	0,0	0,0
Fuel oil	7,5	5,5	5,4
GLP	4,2	4,3	6,1
Coque	5,8	6,1	8,4
Otros productos refinados	4,4	4,9	3,9
Total productos refinados	85,0	80,1	94,2
Químicos			
Hexano	0,4	0,3	0,4
Solventes	0,3	0,1	0,2
Total químicos	0,7	0,4	0,6
Total productos refinados y químicos	85,6	80,5	94,8

(1) Incluye importaciones de crudo.

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

En el año 2023, el segmento de producción del segmento *downstream* produjo un promedio de 94,8 miles de barriles de productos refinados por día y la refinería de Campana despachó un total de 5,6 millones de metros cúbicos de productos refinados, al mercado local y a los mercados internacionales, respectivamente (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 2023, el gasoil representó la mayor parte de las ventas de productos refinados por volumen (48%), seguido de la nafta (23%), combustible de aviación (9%), IFO (5%) y otros productos refinados (16%).

Suministro de petróleo crudo³²

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.

La configuración de alta conversión de la refinería, la cual le permite procesar un tipo de crudo para refinación relativamente pesado con mínima inclusión de crudo liviano (menos del 20%), le permite a la Sucursal flexibilidad en el procesamiento y mitigar los efectos de la merma en la producción de petróleo liviano en la Argentina. El petróleo crudo pesado de la Argentina proveniente de la Cuenca Golfo San Jorge, si bien también está disminuyendo, sigue registrando excedentes de producción en relación con la demanda interna de las refinerías.

La Sucursal obtiene el petróleo crudo que procesa a través de su negocio de *Upstream*, representando aproximadamente el 90% 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 la Sucursal es abastecida a través de un oleoducto exclusivo que conecta a 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 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 la empresa Oiltanking Ebytem S.A. 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 Oiltanking Ebytem S.A. a la Emisora, quien se constituyó como concesionaria a partir del 1 de septiembre de 2022.

Todo el crudo entrante se recibe y almacena en uno de los cuatro tanques de almacenamiento de crudo situados en la refinería. La capacidad de almacenamiento de petróleo crudo de la refinería es de 750.000 barriles aproximadamente, o cerca de ocho días a plena producción.

Distribución y comercialización³³

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 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 Río 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 Río 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: 99.000 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 cuenta además con tres estaciones de reaprovisionamiento para el despacho de combustible de aviación (*jet fuel*), dos de ellas ubicadas en la provincia de Buenos Aires en los Aeropuertos de Ezeiza y Aeroparque; y la tercera ubicada en el Aeropuerto de Córdoba.

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.

Para más información sobre las terminales de carga, véase “—Descripción de las actividades o negocios—Ventas de combustible—Aviación”.

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:

³³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

- 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 2021, 2022 y 2023³⁴:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2021	2022	2023	
	(Volumen en miles de m³)			
Minorista ⁽¹⁾	2.294,8	2.527,1	2.474,2	
Empresa a empresa				
Industrial y mayorista ⁽²⁾	1.384,6	1.193,1	1.258,6	
Sector marítimo ⁽³⁾	452,0	423,5	462,2	
Sector de aviación ⁽⁴⁾	124,8	276,5	376,3	
Abastecimiento ⁽⁵⁾	826,6	916,6	984,3	
Total ventas de combustible	5.082,9	5.336,8	5.555,6	
Lubricantes	18,4	19,8	19,8	
Productos químicos	40,9	26,4	38,3	
Ventas Totales	5.142,2	5.383,1	5.613,8	

(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 indicados³⁵:

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
		2021	2022	2023
		(Volumen en miles de m³)		
Gas oil		2.199,3	2.264,1	2.330,2
Nafta		1.288,2	1.398,9	1.409,0
Combustible	de	140,8	302,2	391,0

³⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

aviación			
Aceite combustible	430,5	327,6	321,8
Otros	1.083,4	1.090,3	1.161,7
Ventas Totales	5.142,2	5.383,1	5.613,8

*Ventas de combustible*³⁶

*Ventas minoristas*³⁷

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 2023, la Sucursal realizó ventas minoristas a través de 568 estaciones de servicio ubicadas en todo el país. A la misma fecha la Sucursal, a través de su negocio de *downstream*, era propietaria de 54 estaciones de servicio operadas directamente por ella y de otras 21 estaciones de servicio operadas por concesionarios, mientras que las 493 estaciones de servicio restantes eran de propiedad de terceros concesionarios y operadas por ellos.

El siguiente cuadro detalla las estaciones de servicios operadas por la Sucursal y operadas por concesionarios para cada uno de los períodos indicados³⁸:

	Al 31 de diciembre de		
	2021	2022	2023
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por Axion	57	54	54
Estaciones de servicio de propiedad de Axion y operadas por concesionarios	23	21	21
Estaciones de servicio de propiedad de y operadas por Concesionarios	532	516	493
Total	612	591	568

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 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. Hace dos años se incorporó la Parada Sanguchera por Café San Juan, acercando una oferta de productos gourmet y sanguches del tipo “rutero” elaborados con los productos más frescos y de mayor calidad.

*Industrial y Mayorista*³⁹

La Sucursal abastece a sus clientes industriales, comerciales y mayoristas de una amplia variedad de

³⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁸ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

³⁹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 60 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 indicados⁴⁰:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2022	2023
	(en miles de m ³)		
Tipos de cliente o industria			
Usinas eléctricas	143,1	46,9	53,3
Revendedores	821,8	699,1	733,1
Empresas de transporte	130,2	129,5	152,5
Otras industrias	289,5	317,6	319,8
Total ventas de combustible	1384,6	1.193,1	1.258,6

Aviación

La Sucursal abastece de combustible 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, el principal aeropuerto internacional de la Argentina (“Ezeiza”); 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”).

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 2023, 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 21,2% en el mercado de combustibles de aviación de la Argentina, según datos publicados por la SE.

Las empresas antecesoras de la Sucursal cuentan con 47 años de trayectoria en Ezeiza, 11 años en Aeroparque, y 31 en Pajas Blancas, sin accidentes que provocaran la pérdida de días de operaciones de reabastecimiento.

Marítimo⁴¹

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 barcas que

⁴⁰ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴¹ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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, barcas 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*⁴²

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 2021, 2022 y 2023, las exportaciones de productos refinados representaron el 15,4%, 13,3% y 14,4%, respectivamente, de combustibles (productos refinados) vendidos por la Sucursal. Las exportaciones realizadas durante 2023 constaron principalmente de coque (52% del total exportado) y naftas intermedias (de muy bajo octanaje) (38% del total exportado) para las que no hubo demanda en la Argentina.

Durante los años 2021 y 2022, la Sucursal importó el 6% y 12,8% de las ventas de gas oil, respectivamente, mientras que en 2023 no hubo importaciones. Respecto de importaciones de nafta en 2021, 2022 y 2023, la Sucursal importó un 2%, 19,5% y 9,5%, respectivamente, para satisfacer sus ventas locales de nafta de gasolina con bajo contenido de azufre.

*Lubricantes*⁴³

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 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 2023, la Sucursal exportó 14.100 m³ de solventes alifáticos y hexano y 25.000 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.

Seguros⁴⁴

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

⁴² Nota: Según información de la Secretaría de Energía.

⁴³ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

⁴⁴ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 N°25.675 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.

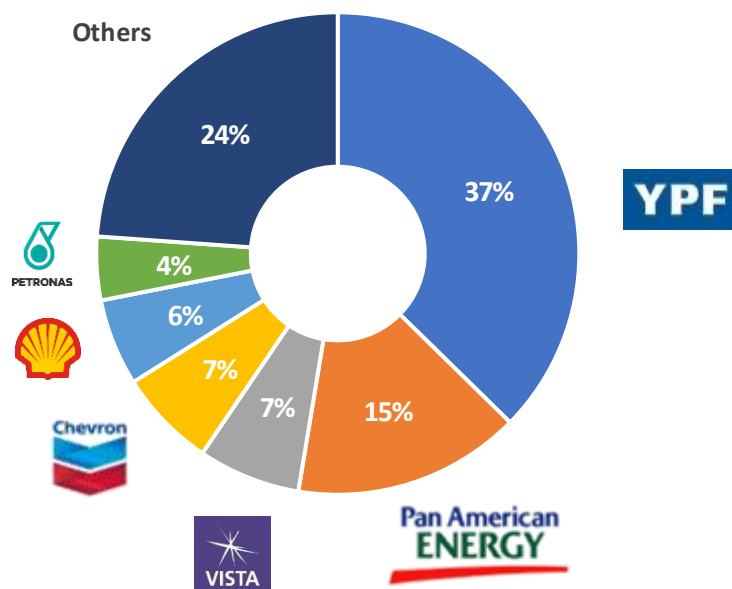
La Sucursal considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma congruente con la práctica de la industria en el país en el que opera. Según requieren las normas locales, los seguros se contratan con compañías aseguradoras locales que reaseguran el riesgo en los mercados internacionales (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 Argentina durante 2023, representando aproximadamente el 13% 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 15% de la producción de petróleo local en 2023. Los otros cinco grandes productores de petróleo en Argentina fueron YPF, Chevron, Vista Oil & Gas, Shell y Petronas, que en conjunto con la Compañía representaron aproximadamente el 76% de la producción total de petróleo en 2023. El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de petróleo de la Argentina durante 2023 con respecto al mercado petrolero argentino.



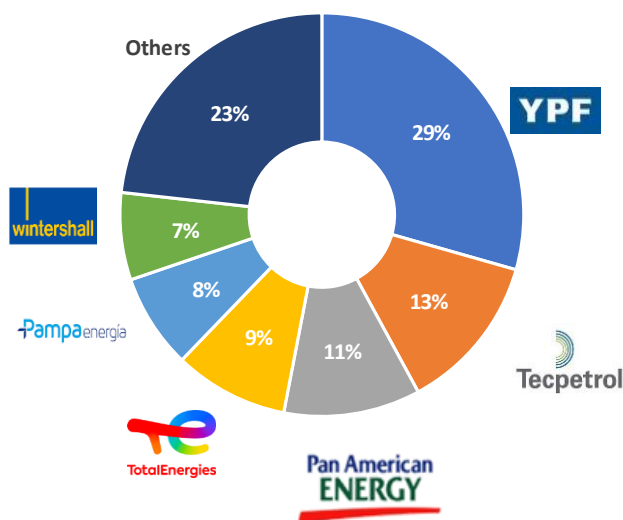
Fuente: IAPG. "Others" significa "otros".

La Sucursal fue la tercera productora de gas más importante de la Argentina en términos de volumen en 2023, representando aproximadamente el 11% de la producción de gas local.

Los otros cinco grandes productores de gas en Argentina fueron YPF, Total Austral, Wintershall, Pampa y Tecpetrol que junto con la Compañía representaron aproximadamente un 77% de la producción total de gas

en 2023.

El gráfico a continuación ilustra la participación de mercado de los principales productores de gas de la Argentina durante 2023 con respecto al mercado de gas argentino:



Fuente: IAPG. “Others” significa “otros”.

Operaciones del segmento downstream

Al 31 de diciembre de 2023, trece refinерías de petróleo abastecen al mercado argentino, y tienen una capacidad total de refinación de 612.000 barriles por día. Tres de estas refinерías se encuentran ubicadas a una distancia considerable del mercado de Buenos Aires. Las tres refinерías que abastecen a Buenos Aires son: (i) la refinерía YPF–La Plata (189 mil barriles por día); (ii) la refinерía Raizen-Dock Sud (102 mil barriles por día); y (iii) la refinерía de Campana de la Sucursal (95 mil barriles por día). Tres, de las trece refinерías existentes en el país, son operadas por YPF (representando en conjunto el 55% de la capacidad total de procesamiento de crudo), y las restantes refinерías son operadas por 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 2023, la participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de gas oil, era del 15,3%, en comparación con 57,9% (YPF), 15,2% (Shell/Raizen), y 6,7% (Trafigura), según la SE. En el año 2023, el negocio de *downstream* de la Sucursal tenía una participación en el mercado local, en términos de ventas de nafta, de 13,4%, en comparación con 55,0% (YPF), 22,6% (Shell/Raizen), y 4,8% (Trafigura), según la SE.

Durante el año 2023, 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 20,2%, en comparación con 10,7% (YPF), 40,3% (Shell/Raizen), y 22,3% (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, Shell/Raizen y Trafigura.

La participación de mercado del negocio de *downstream* de la Sucursal, en términos de ventas de combustible de aviación, era de 21,2%, en comparación con 55,9% (YPF) y 22,9% (Shell/Raizen), según la SE. Los principales competidores de la Sucursal en el segmento de negocios de GLP son YPF, Shell y Transportadora Gas del Sur.

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 República 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 legales⁴⁵

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 AFIP.

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 y del gas 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 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 y gas locales a desviar los suministros de la exportación o mercados industriales a los clientes locales con subsidios cruzados.

El 11 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N°7/2019 en el Boletín Oficial de la República Argentina (el “Boletín Oficial”), modificando la Ley de Ministerios N°22.520. El mencionado decreto, entre otros cambios, delegó al Ministerio de Desarrollo Productivo la ejecución de la política nacional en materia de energía y minería. Adicionalmente, con fecha 20 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N°50/2019 en el Boletín Oficial, que crea la Secretaría de Energía de la cual depende la Subsecretaría de Hidrocarburos. Con fecha 28 de agosto de 2020, la Secretaría de Energía cambió de la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo al Ministerio de Economía de la Nación. Adicionalmente, con fecha 29 de octubre de 2021, se publicó el Decreto N°740/2021 en el Boletín Oficial, que modificó el Decreto N°50/2019, estableciendo, entre otras cuestiones, la transferencia de la Subsecretaría de Hidrocarburos a la órbita del Ministerio de Economía de la Nación. A la fecha del presente Prospecto, en virtud del Decreto N°8/2023, la Secretaría de Energía continúa bajo la órbita del Ministerio de Economía de la Nación, y le compete la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía.

Reseña de la industria del petróleo y gas en la Argentina

Dominio de los hidrocarburos

En todas las leyes que regulan la actividad de petróleo y gas, en particular la Ley N°17.319 (la “Ley de Hidrocarburos”) de fecha 30 de junio de 1967, se le atribuyó al gobierno nacional el dominio de las reservas

⁴⁵ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

de hidrocarburos. Sin embargo, desde el primer descubrimiento de petróleo en Argentina en 1907, ha existido una controversia permanente entre el gobierno nacional y las provincias sobre el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos y la facultad de legislar sobre esta cuestión.

Esta controversia quedó superada en enero de 2007, de conformidad con la Ley N°26.197, el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos se trasladó a las provincias y esto tuvo consecuencias prácticas en relación con el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, la recaudación de regalías y el nivel de participación de las autoridades nacionales y provinciales.

Anteriormente, el 24 de septiembre de 1992, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°24.145 que aprueba la transferencia del dominio de las reservas de hidrocarburos a las provincias en donde se encuentran ubicadas. Sin embargo, esta ley estableció que la transferencia estaba sujeta a la promulgación de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos.

La Ley N°24.145 reconoce a las provincias una serie de derechos, entre los cuales se incluyen los siguientes: (i) el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios, (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes y nuevos, (iii) la aprobación de su cesión, (iv) la revocación de los permisos, concesiones y contratos como consecuencia de incumplimientos graves o por causas que se indican en la Ley de Hidrocarburos, (v) la imposición de sanciones, y (vi) el ejercicio, en general, de todas las facultades inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

En octubre de 1994, se reformó la Constitución Nacional y, de conformidad con el artículo 124 de la misma, se les otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios.

En agosto de 2003, el Decreto N°546/03 transfirió a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos en determinados lugares designados como “áreas de transferencia”, así como también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales.

Por último, desde la promulgación de la Ley N°26.197 en enero de 2007, que modificó la Ley de Hidrocarburos, las provincias se convirtieron en la autoridad de aplicación efectiva de la Ley de Hidrocarburos dentro de sus respectivos territorios. Sin perjuicio de ello, el gobierno nacional conserva todos esos derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa. La Ley N°26.197 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 que tengan como destino directo la exportación.

Antecedentes hasta el período de desregulación

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.”) una de las primeras Compañías Petroleras Nacionales (“NOC”, por sus siglas en inglés) en la historia, creada en 1922.

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.

La Ley de Hidrocarburos estableció el marco legal básico para la exploración y explotación de petróleo y gas. 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 en 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 N°23.696 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; 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 N°24.076 (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 (véase el Decreto N° 2731/93). 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 Ente Nacional Regulador del Gas (“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.

El período de emergencia

Nuevos impuestos de emergencia y restricciones de comercialización

A pesar del éxito del marco regulatorio de petróleo y gas 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 hacia un sistema más regulado y controlado por el gobierno.

En enero de 2002, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°25.561 (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 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 N°27.345.

La Ley de Emergencia Pública ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, permitiendo al Poder Ejecutivo Nacional fijar la tasa aplicable de los mismos. Luego de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública, se promulgaron muchas otras leyes y reglamentaciones que pretendían superar la crisis económica, entre las que se incluyen (1) la conversión a pesos de los depósitos, obligaciones y tarifas de los servicios públicos, incluidos los servicios públicos de distribución de electricidad y gas natural, entre otros; y (2) la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, instruyéndose al Poder Ejecutivo Nacional a determinar la tasa aplicable a los mismos. La aplicación de estos derechos y la instrucción al Poder Ejecutivo Nacional se prorrogaron hasta enero de 2017 mediante la Ley N°26.732.

El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidas en la Ley N°26.732 dejaron de ser exigibles. Sin embargo, el 4 de septiembre de 2018 el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto N°793/2018, en virtud del cual se creó un arancel del 12% aplicable a todos los productos exportados y servicios, el cual permaneció vigente hasta el 31 de diciembre de 2020. Conforme a los términos del Decreto N°793/2018, dicho arancel de exportación está sujeto a un tope de Ps.4,00 por cada US\$1,00 de base imponible o del valor libre a bordo, según corresponda.

El 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley N°27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que entre otras cuestiones, estableció la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social (la “Ley de Solidaridad”). En tal sentido, el artículo 52 de la Ley de Solidaridad estableció que el arancel de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*) y que el Poder Ejecutivo Nacional puede fijar alícuotas inferiores.

En lo que respecta a las restricciones de comercialización, en julio de 2012, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°1277/12, que formalmente derogó todas las normas que quedaron a raíz de la desregulación del sector desde 1989. Concretamente, derogó las principales disposiciones sobre la libre comercialización de hidrocarburos que estaban específicamente contempladas en el artículo 5 inciso d) y en los artículos 13, 14 y 15 del Decreto N°1055/89, artículos 1, 6 y 9 del Decreto N°1212/89 y los artículos 3 y 5 del Decreto N°1589/89.

Con respecto a la comercialización de gas natural, a partir de 2002, las autoridades argentinas adoptaron una serie de medidas para restringir las exportaciones de gas natural desde la Argentina. Estas medidas incluyeron la emisión de instrucciones de oferta interna (que requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno argentino), la emisión de instrucciones expresas de 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 compañías de transporte y/o los comités de emergencia creados para abordar las situaciones de crisis.

En marzo de 2004, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N°265/04 a través de la cual adoptó medidas tendientes a asegurar un abastecimiento adecuado de gas natural y electricidad al mercado local.

En virtud de la Resolución N°265/04 y demás reglamentaciones emitidas durante el período de emergencia, se limitaron las exportaciones de gas natural y se les ordenó a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales de gas natural al mercado local aparte de los volúmenes que están obligados a abastecer contractualmente.

El 4 de octubre de 2010, el Boletín Oficial publicó la Resolución ENARGAS N°1410/10, modificada posteriormente por Resolución N°124/2018, que establecía nuevas normas para el despacho de gas natural, aplicables a todos los participantes en la industria del gas, e impuso las siguientes nuevas y más severas restricciones sobre los productores en materia de demanda prioritaria: (i) los distribuidores siguen siendo capaces de solicitar todo el gas necesario para cubrir la demanda prioritaria a pesar de que dichos volúmenes de gas superen aquellos que la ex Secretaría de Energía hubiera asignado en virtud del Acuerdo 2007-2011 ratificado por la Resolución N°599/07; (ii) los productores están obligados a confirmar todo el gas natural solicitado por los distribuidores respecto de la demanda prioritaria; (iii) una vez abastecida la demanda prioritaria, se establece un orden de prioridad para el suministro de los demás segmentos de la demanda, estando las exportaciones en el último orden de prioridad. En caso de que un productor no pueda satisfacer la demanda solicitada, los operadores de los gasoductos son responsables de redirigir el gas hasta que se cumpla con la demanda de los distribuidores de gas natural. La deficiencia de gas (i) se deduce del productor que sufre la deficiencia si es capaz de satisfacer la demanda de sus otros clientes en la misma cuenca o (ii) se recupera del resto de los productores de gas en caso de que el productor deficitario no sea capaz de abastecer a ninguno de sus clientes en la misma cuenca. Como resultado, este régimen impone una obligación de suministro solidaria a todos los productores en el caso de que uno de ellos sufra una deficiencia en el suministro de gas.

En relación con las actividades de refinación y comercialización de combustibles, desde 2004 se emitieron varias resoluciones que limitaron la capacidad de las refinerías de comercializar su producción y establecieron deberes de suministro obligatorio. Estas resoluciones incluyen, entre otras, la Resolución N°1102/04, Resolución N°1834/05 y la Resolución N°1879/05, todas ellas emitidas por la ex Secretaría de Energía.

Además, la Resolución N°25/06 de la Subsecretaría de Comercio Interno, emitida en el marco de la Ley N°20.680, impuso a cada refinería en la Argentina la obligación de suministrar toda demanda razonable de gasoil, mediante el abastecimiento de ciertos volúmenes mínimos (establecidos en virtud de la resolución) a sus clientes habituales, principalmente a los operadores de estaciones de servicio y distribuidores. Además, la Disposición N°157/06 de la ex Subsecretaría de Combustibles establece que las estaciones de servicio que sean parte de contratos que crean algún grado de exclusividad entre la refinería y la estación de servicio y que por alguna razón pretendan rescindir dicho contrato, deben informar dicha rescisión en forma anticipada a la ex Subsecretaría de Combustibles a efectos de que proceda a informar tal circunstancia a la Subsecretaría de Comercio Interior. En ese caso, la Subsecretaría de Comercio Interior debe: (i) emitir una declaración sobre la procedencia de la finalización del contrato, y (ii) utilizar los medios necesarios para asegurar que la estación de servicio de que se trate celebre otro contrato con otra empresa refinadora o distribuidora de combustibles que asegure el abastecimiento.

En enero de 2008, la Subsecretaría de Comercio Interior dictó la Resolución N°14/08, mediante la cual se indicó a las empresas refinadoras que optimizaran su producción a fin de obtener volúmenes máximos según su capacidad. Las Resoluciones N°295/10, 13/11 y N°35/13 de la Subsecretaría de Comercio Interior establecieron la reversión de ciertos precios de los combustibles a los que se encontraban vigentes en fechas anteriores o topes provisorios a los precios de los combustibles.

Con respecto a las exportaciones, la Resolución N°1679/04 de la ex Secretaría de Energía reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto N°645/02, y dispuso que los productores, vendedores, empresas refinadoras y demás agentes del mercado que deseen exportar gasoil o petróleo crudo deben: (i) registrar dichas operaciones, (ii) ofrecer el producto que se exportará al mercado interno, y (iii) demostrar que se ha cumplido con la demanda interna de dichos productos. Además, la Resolución N°1338/06 de la ex Secretaría de Energía agregó otros productos derivados del petróleo al régimen de registro creado por el Decreto N°645/02, entre los que se incluyen las naftas, fuel oil y sus derivados, combustible de aviación, coque, asfaltos, ciertos petroquímicos y ciertos lubricantes. La Resolución N°715/07 de la ex Secretaría de Energía faculta a la Dirección Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que debe importar cada empresa, en determinados

períodos del año, para compensar las exportaciones de los productos incluidos en la jurisdicción de la Resolución N°1679/04; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario a los efectos de obtener la autorización para la exportación de los productos incluidos en el Decreto N°645/02 (petróleo crudo, fuel oil, gasoil, coque y naftas, entre otros), el cual ha sido implementado por algunas resoluciones de la SE, siendo la última la Resolución N°241-E2017 del 29 de septiembre de 2017.

En abril de 2002, el gobierno nacional y las principales compañías petroleras de la Argentina celebraron un acuerdo sobre un subsidio provisto por el gobierno nacional a las empresas de transporte público de colectivos. El sistema de subsidios continuó estando vigente durante los años siguientes, parcialmente a través de nuevos acuerdos y parcialmente en función de comunicaciones mensuales emitidas por la Secretaría de Transporte de la Argentina notificando a las compañías petroleras sobre los volúmenes que debían entregar a cada beneficiario a un precio fijo. El gobierno nacional compensa a las petroleras sujeto a órdenes de entrega.

En diciembre de 2017, el Decreto N°1123/2017 facultó al Ministerio de Transporte de la Nación para que firme convenios anuales en virtud de los cuales se pueda continuar con el esquema de subsidios al gasoil hasta el 2022. De conformidad con el convenio de 2018, el precio actual del Gasoil Grado 2 es de Ps.10 por litro y del Gasoil Grado 3 es de Ps.11 por litro.

El 21 de marzo de 2017, se publicó el Decreto N°192/2017 en el Boletín Oficial, mediante el cual se creó el “Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados” (el “Registro”), bajo la autoridad del MEN, actualmente la SE. En el Registro se ingresan las operaciones de importación de: (i) petróleo crudo; y (ii) otros subproductos específicos enumerados en el artículo 2 del decreto. Por medio de esta norma, las sociedades que deseen llevar a cabo dichas operaciones de importación están obligadas a ingresar dicha operación en el Registro y a obtener la autorización de la SE antes de que se realice la importación. Este régimen estuvo en vigor hasta el 31 de diciembre de 2017, conforme lo establecido en el Decreto N°962/2017.

El 23 de marzo de 2023, la Secretaría de Energía 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.

La Resolución 175 fue complementada por la Resolución N°808/2023 de la Secretaría de Energía (publicada en el Boletín Oficial el 3 de octubre de 2023), que incorporó determinados bienes, con carácter extraordinario y transitorio, al Programa de Incremento Exportador, creado por el Decreto N°576/2022.

Adicionalmente, la Resolución N°808/2023 autorizó a las empresas que contaban con permisos de exportación aprobados o que los hubieran solicitado en el marco de la Resolución 175, a adherirse y a obtener los beneficios correspondientes en el marco del Programa de Incremento Exportador.

La Resolución N°808/2023 fue modificada por la Resolución N°827/2023 (publicada en el Boletín Oficial el 9 de octubre de 2023), por medio de la cual se introdujeron modificaciones menores al Programa de Incremento Exportador.

Mayor participación del gobierno en el sector de petróleo y gas

En octubre de 2004, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°25.943 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. Además, la Ley N°25.943 otorgó a ENARSA todos los permisos de exploración respecto de las áreas *offshore* ubicadas más allá de 12 millas náuticas desde la línea de la costa de la Argentina hasta el límite exterior de la plataforma continental que al momento en que entró en vigencia la ley se encontraban desocupadas (es decir, el 3 de noviembre de 2004).

La Ley N°27.007 incorporó modificaciones a la Ley N°25.943, conforme se indica a continuación, en virtud de las cuales caducaron todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos respecto de los cuales no existían contratos de asociación suscriptos con ENARSA (con excepción de los permisos y concesiones otorgados con anterioridad a la Ley N°25.943) y se revirtieron a la ex Secretaría de Energía. Además, la Ley N°27.007 prevé un período de negociación de seis meses para la reconversión de dichos contratos de asociación con ENARSA a permisos o concesiones.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso de la Nación promulgó la Ley N°26.741 mediante la cual 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.

La Ley N°26.741 también declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como una prioridad de la política energética nacional. Dicho principio general fue reglamentado por el Decreto N°1277/2012, emitido en julio de 2012.

Regímenes promocionales durante el período de emergencia

Los nuevos impuestos y restricciones de comercialización creados durante el período de emergencia provocaron una reducción significativa de las inversiones en el sector de *upstream*, lo cual a su vez provocó una escasez en la disponibilidad de gas natural, petróleo crudo y productos derivados en el mercado interno.

En octubre de 2006, la Ley N°26.154 creó un régimen de incentivos fiscales destinado a estimular la exploración de hidrocarburos y que se aplica a los nuevos permisos de exploración otorgados a ENARSA respecto de las áreas *offshore* y aquellos sobre los que actualmente no existan derechos de terceros otorgados por la Ley de Hidrocarburos, e invitó a las provincias en las que se encuentran los depósitos de hidrocarburos a adherir a este régimen. La asociación con ENARSA es un requisito previo para poder acceder a los beneficios previstos en el régimen creado por la Ley N°26.154. Los beneficios incluyen: el reembolso anticipado del impuesto al valor agregado sobre los gastos e inversiones realizados en la etapa de exploración y las inversiones realizadas en el período de explotación; la amortización acelerada de las inversiones realizadas en el período de exploración y el reconocimiento acelerado de gastos en relación con la producción durante un período de tres años, más que por el tiempo que dure la explotación; y exenciones al pago de derechos de importación por la introducción de bienes de capital que no se fabriquen en la Argentina.

El Decreto N°2014/08 del 25 de noviembre de 2008 (el “Decreto 2014”) creó el programa “Petróleo Plus” para fomentar la producción de petróleo crudo y el aumento de las reservas a través de nuevas inversiones en exploración y desarrollo. La ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N°1312/08 del 1° de diciembre de 2008 (la “Resolución 1312”) aprobó el reglamento del programa. El programa permitió a las empresas productoras que aumentaban su producción y reservas en el marco del programa, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N°394/07 y la Resolución N°127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía de la Nación.

Asimismo, el Decreto 2014/08, creó también el programa “Refinación Plus” para fomentar la producción de gasoil y naftas. El programa se reglamentó a través de la Resolución 1312. Conforme a este programa, las empresas refinadoras que se comprometían a la construcción de una nueva refinería o a la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, tenían derecho a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N°394/07 y la Resolución N°127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía.

En febrero de 2012, la ex Secretaría de Energía estableció que los beneficios otorgados en virtud del programa “Petróleo Plus” quedaban provisoriamente suspendidos. Los efectos de la suspensión se extendieron a los beneficios devengados y aún no rescatados por las empresas a la fecha de emisión de la notificación. Las razones aducidas para la suspensión fueron que el programa “Petróleo Plus” se creó en un contexto en el cual los precios internos eran menores a los precios vigentes y que los objetivos que el programa perseguía ya se habían conseguido. El Decreto N°1330/2015, del 13 de julio de 2015, estableció la cancelación del programa “Petróleo Plus” y dispuso el pago de los incentivos adeudados mediante los bonos públicos argentinos BONAR 2024. Además, el Decreto N°1204/2016 dispuso el pago de los incentivos adeudados en virtud del programa.

El 14 de febrero de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°1/2013 emitida por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones en Hidrocarburos (la “Comisión”). Esta resolución crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (“Plan de Gas”). En virtud de esta norma, se invitó a las empresas a presentar un proyecto ante la Comisión con anterioridad al 30 de junio de 2013, a los efectos de percibir una compensación de hasta US\$7,50 por MMBtu de gas natural inyectado sobre una curva de producción base ajustada a una curva de declino definida por el productor. Esta resolución se utilizó como un medio para incrementar la inyección de gas natural. Estos proyectos tenían que cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución

Nº1/2013, y estuvieron sujetos a la aprobación de la Comisión, e incluyeron un plazo máximo de cinco años, renovable a pedido del beneficiario, previa decisión de la Comisión. Si la sociedad beneficiaria no cumple en un mes determinado con el aumento de la producción comprometido, debe compensar los volúmenes no producidos.

Se creó un programa similar en virtud de la Resolución Nº60/2013 de la Comisión, con las modificaciones que se incorporan en la Resolución Nº83/2013, para los productores de gas que no presentaron sus proyectos de inyección adicional de gas natural con anterioridad a la fecha de vencimiento establecida en la Resolución Nº1/2013 de la Comisión. Los pagos recibidos en virtud de este nuevo programa varían desde US\$4,00 por MMBtu hasta US\$7,50 por MMBtu, dependiendo de la curva de producción alcanzada por la sociedad que corresponda. Además, entró en vigor un tercer programa de estímulo en virtud de la Resolución Nº185/2015 de la Comisión para empresas sin producción previa de gas en Argentina al momento de emisión de la resolución. Al igual que en el Plan de Gas, las empresas con un proyecto aprobado en virtud de esta nueva resolución recibirán un pago por la diferencia entre el precio obtenido en el mercado por la venta de toda su producción de gas y US\$7,50 por MMBtu. La producción de gas sujeta a dicho pago se aplica solamente a la producción de áreas adquiridas por empresas con proyectos aprobados ya sea en virtud de la Resolución Nº1/2013 o de la Resolución Nº60/2013, siempre y cuando dicha producción fuera calculada con arreglo a estos programas como “inyección excedente” en contraposición a “inyección base”.

En julio de 2013, el gobierno nacional emitió el Decreto Nº 929/2013, que contemplaba políticas de promoción de inversión para la producción de hidrocarburos. Los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación de petróleo y gas que cumplieran con los requisitos de inversión se beneficiarían con una reducción de los derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos. El Decreto Nº929/2013 prevé también el otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales por un período de 25 años al que se podrá adicionar en forma anticipada y simultánea con la nueva concesión la extensión del plazo de 10 años a los concesionarios que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley de Hidrocarburos. Por Resolución Nº26/2023, la Secretaría de Energía aprobó el “Procedimiento de Solicitud de Beneficio de una Alícuota del cero por ciento de Derechos de Exportación” en el marco del Decreto Nº929/2013, que establece los requisitos a cumplir por los beneficiarios de proyectos aprobados bajo el decreto para acceder a una alícuota del 0% para derechos de exportación sobre ventas al exterior, de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

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.

En febrero de 2015, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº14/2015. La Resolución Nº14/2015 fue responsable de la creación del Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo (el “Programa”), que estuvo vigente desde el 1º de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015.

El 11 de marzo de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº21/2016 dictada por el MEN, la cual establece un programa de estímulo a las exportaciones de petróleo crudo tipo Escalante producido en la Cuenca Golfo San Jorge. Se pagó un estímulo por cada embarque en la medida que el precio promedio del petróleo Brent no superara los US\$47,50 por barril, dos días después del envío, y estuvo en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. El estímulo pagado por el gobierno nacional ascendió a US\$7,50 por

barril siempre y cuando se cumplieran determinados criterios.

El 28 de abril de 2016 se publicó el Decreto N° 442/2016 en el Boletín Oficial de la Provincia del Chubut, el cual establece un programa de estímulo a las exportaciones de excedentes de petróleo crudo, después de satisfacer la demanda interna. Se pagó un estímulo por embarque en la medida que el precio promedio del petróleo Brent no superara los US\$47,20 por barril, dos días después del envío, y estuvo en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. El estímulo pagado por la Provincia del Chubut ascendió a US\$2,50 por barril siempre y cuando se cumplieran determinados criterios.

El 2 de diciembre de 2016, fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N°1199/2016, que puso fin a los reembolsos por exportaciones desde puertos patagónicos que habían sido restituidos por el Decreto N°2.229 del 2 de noviembre de 2015.

Información general

Desde el año 2016 se han adoptado medidas significativas en el sector de petróleo y gas, como el ajuste incremental de precios de los servicios públicos de gas natural y electricidad, reducción de impuestos a la exportación de hidrocarburos, el levantamiento de barreras a la importación de combustibles y el comienzo de un proceso hacia una recontractualización en el mercado mayorista de gas natural y la apertura de mercados externos para el gas natural argentino, sean mercados regionales a través de gasoductos, o mercados globales vía licuefacción de gas natural y exportación de GNL.

El artículo 5° de la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por un plazo máximo de 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Decreto N°1020/2020 estableció una prórroga del plazo de mantenimiento de dichas tarifas hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal.

A efectos de amortiguar el impacto de las políticas tarifarias en el precio mayorista del gas natural en 2020, el Decreto N°892/2020 creó un programa en virtud del cual los productores domésticos compiten en el marco de un concurso público para la adjudicación de volúmenes destinados al abastecimiento de la demanda residencial y de generación eléctrica, y en el cual el Estado Nacional asume el diferencial entre los precios adjudicados a los oferentes y la porción de tales precios trasladada vía tarifas a la demanda prioritaria. Dicho programa fue reformulado y prorrogado por el Decreto 730 hasta el año 2028.

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.

El Decreto 55 instruyó a la Secretaría de Energía para que elabore, implemente y ponga en vigencia un programa para establecer mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia, mantener los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, a fin de garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural.

Además, el Decreto 55 dio inicio a una revisión tarifaria para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural, la cual entrará en vigencia antes del 31 de diciembre de 2024. Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, en base a los resultados de la revisión tarifaria.

El Decreto 55 también dispuso la intervención del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el “ENRE”) y del ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024, hasta la designación de nuevos miembros del Directorio. La Secretaría de Energía está facultada para designar a los interventores del ENRE y del ENARGAS, responsables de llevar a cabo el proceso de revisión tarifaria. El Decreto 55 también ordenó que la Secretaría de Energía inicie el proceso de selección de los miembros del Directorio de ENARGAS dentro de 180 días y que revise y/o reconduzca y/o confirme y/o anule, según corresponda, el proceso de selección de los miembros del Directorio del ENRE.

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 depósitos *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 N°26.197 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.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030

Mediante la Resolución N°1036/2021 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 1 de noviembre de 2021, la Secretaría de Energía aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030” (los “Lineamientos”) 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 expresan que, dado que la matriz energética en la Argentina actúa como vector central del desarrollo económico argentino, la política económica y la política energética deben tener un enfoque integral y articulado. Los Lineamientos establecen que los seis objetivos de política energética para la transición son: (i) inclusión; (ii) estabilidad y desarrollo; (iii) soberanía energética; (iv) dinamismo; (v) federalismo; y (vi) sostenibilidad.

Para la consecución de dichos objetivos, los Lineamientos establecen un conjunto de líneas de actuación que incluyen un proceso de “gasificación”, con el fin de convertirse 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 primero implica mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030. En el segundo, se supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30%.

Legislación en materia de zonas de seguridad

La legislación argentina restringe la capacidad de sociedades no argentinas de 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 ubicados dentro de zonas de seguridad o respecto de áreas definidas como tales.

Restricciones en las Islas Malvinas

En marzo de 2007, la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución N°407/07 que aprobó nuevas normas relativas al Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Según dicha resolución, con las modificaciones incorporadas por la Resolución N°194/13, se les 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 y gas en la plataforma continental argentina sin haber obtenido la autorización correspondiente emitida por las autoridades competentes argentinas.

La Disposición N°337/19 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles derogó la Resolución N°407/07 de la ex Secretaría de Energía y aprobó las nuevas normas relativas al Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, manteniendo la obligación de presentar la declaración jurada relativa a la prohibición antes mencionada.

Régimen de exploración y explotación del segmento de *upstream*

Con la promulgación de la Ley N°26.197, 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, y son principalmente responsables de dictar y hacer cumplir normas ambientales.

Varias provincias tales como la Provincia del Chubut (Ley N°102 de 2012) y la Provincia del Neuquén (Ley N°2453 de 2014) promulgaron sus propias leyes que regulan los permisos de exploración y concesiones de explotación del sector de *upstream*. 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, el 2 de octubre de 2018 se publicó el Decreto N°872/2018 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 costa afuera, ubicadas en el mar territorial argentino bajo jurisdicción federal. El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°65/2018 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 N°276/2019 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 además permite el reconocimiento superficial del territorio que no se encuentre cubierto por los permisos de exploración o concesiones de explotación previa autorización de la ex Secretaría de Energía 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 permissionarios y concesionarios para ingresar dentro de sus respectivas áreas. La vigencia del permiso es por ocho años, más dos años de uso y comercialización exclusivo de los resultados.

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 y 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 Argentina existen distintos tipos de concesiones y acuerdos en vigencia:

- 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 (que no sean las concesiones resultantes de un permiso de exploración o la subdivisión de una concesión existente) 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.

En octubre de 2014, la Ley N°27.007 modificó la Ley de Hidrocarburos por medio de: (1) la prórroga de los plazos de exploración y explotación y la determinación de los plazos de los permisos de exploración según su tipo (convencionales o no convencionales); (2) la creación de un tipo especial de concesión para proyectos de hidrocarburos 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 no convencionales adicionales; (3) la introducción de modificaciones con respecto a la restitución de la superficie en permisos de exploración; (4) topes en las regalías y ampliación de tarifas de bonificación; (5) una posible reducción de regalías de hasta el 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y *offshore* y hasta el 25% durante 10 años en regalías aplicables a una concesión de explotación no convencional; y (6) restablecimiento del derecho de exportar un porcentaje de la producción de petróleo y gas, manteniendo a la vez el producido de la exportación en el extranjero, entre otros beneficios.

La Ley N°27.007, 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 o gas comercialmente explotables, tienen derecho de 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 27 y siguientes establecen los siguientes períodos:

- Explotación convencional – 25 años.
- Explotación no convencional – 35 años, que incluye un período de plan piloto de hasta cinco años.
- Explotación sobre la plataforma continental y *offshore* – 30 años.

Los titulares de concesiones convencionales, dentro de la respectiva área de concesión, pueden exigir la subdivisión de la zona existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Asimismo, los titulares de una concesión de explotación no convencional que, a su vez, son titulares de las concesiones convencionales adyacentes y preexistentes pueden solicitar la unificación de ambas zonas como una única concesión de explotación no convencional, quedando establecido que la continuidad geológica de estas zonas está claramente demostrada.

La Ley de Hidrocarburos divide la fase de explotación de hidrocarburos no convencionales en un “período piloto”, que no puede superar los cinco años y un “período de desarrollo” que (junto con el período piloto) puede extenderse por hasta 35 años (además de cualquier prórroga que corresponda).

Prórrogas

Los titulares de concesiones de explotación pueden solicitar prórrogas sucesivas por períodos de 10 años cada uno.

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. Como 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 N°26.197, 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). A fin de tener derecho a una prórroga, una concesionaria debe haber cumplido con todas sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos, inclusive, entre otros, la constancia de pago de impuestos y regalías y el cumplimiento con obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo, la explotación de hidrocarburos en el área en cuestión, y la presentación de un plan de inversiones para desarrollar la concesión. Una concesión de explotación también confiere al titular el derecho a llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias o adecuadas

para la explotación de petróleo y gas, siempre que dichas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. Una concesión de explotación permite que el titular obtenga una concesión de transporte para el petróleo y gas producido. El otorgamiento de una prórroga es un trámite desregulado y normalmente implica prolongadas negociaciones entre el solicitante y el gobierno pertinente. Si bien la Ley de Hidrocarburos, con sus modificaciones, establece que las solicitudes deben presentarse al menos un año antes de la fecha de vencimiento de la concesión, la práctica habitual de la industria consiste en iniciar el proceso mucho tiempo antes, normalmente tan pronto como haya indicios de la viabilidad técnica y económica de nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de concesión.

Informes

El 16 de marzo de 2006, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 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 y gas. Según el reglamento, la certificación no debe interpretarse como una certificación de reservas de petróleo y gas en virtud de las normas de la SEC.

El 7 de noviembre de 2016 la SE dictó la Resolución N° 69/2016, que incluyó modificaciones técnicas a la Resolución N° 324/06 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 N°26.741 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 N° 1277/12, publicado el 27 de julio de 2012, reglamentó diversos aspectos de la Ley N°26.741. En particular: (i) derogó artículos de “decretos de desregulación” anteriores que establecieron el derecho de comercializar libremente productos derivados de los hidrocarburos en los mercados nacional y extranjero, y la exención de retenciones a las exportaciones; (ii) creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) 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; y (iv) otorgó amplias facultades de monitoreo sobre dichos planes de inversión con el fin de garantizar “precios comerciales razonables en el mercado interno”.

El Decreto N°272/2015 disolvió la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y transfirió ciertas facultades al MEN.

Regalías y canon

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, debe pagarse 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. Pueden negociarse 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.

La Ley de Hidrocarburos determina que las regalías son el único mecanismo reconocido a la autoridad otorgante para participar en la explotación de hidrocarburos. Así, se ha eliminado la capacidad de las provincias de incorporar obligaciones monetarias, tales como las “tarifas extraordinarias de explotación”.

Las provincias solamente pueden cobrar la tasa vigente de regalías del 12% sobre los precios de venta reales (determinados en forma regresiva a la boca de pozo), más un 3% adicional en el caso de prórrogas de las concesiones (limitado al 18% arriba mencionado). Las regalías pueden reducirse hasta un 5% teniendo en cuenta la productividad del yacimiento.

Además, 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 N°27.007 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 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.

Importación de equipos

El Decreto N°629/2017 introdujo un “Régimen de Importación de Bienes Usados para la Industria Hidrocarburífera”, que admitía la importación definitiva de bienes usados con una antigüedad no mayor a los 10 años desde su fabricación. El Régimen establecía una tasa de importación que oscilaba entre el 0% y el 14% para bienes incluidos en las posiciones arancelarias mencionadas en los anexos del Decreto N° 629/2017. Tanto los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras como los sujetos que hubieran acreditado la prestación de servicios directamente a la industria del petróleo y gas podían acceder a este beneficio. El régimen tuvo vigencia desde el 11 de agosto de 2017 hasta el 30 de junio de 2019.

Posteriormente, 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 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. Adicionalmente, mediante el Decreto N° 99/2019, el Poder Ejecutivo Nacional prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de la alícuota del 0% para los casos mencionados en los puntos (i) y (ii) precedentes.

Adicionalmente, mediante el Decreto N°555/2019 se estableció un régimen transitorio, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020, para la importación de consumo de ciertos bienes usados (con un máximo de 10 o 20 años de antigüedad, según el bien de que se trate) destinados a las actividades de exploración, perforación o explotación de la industria hidrocarburífera. Podrán acceder a este régimen: (i) los sujetos inscriptos en el Registro previsto en la Resolución N°407 del 29 de marzo de 2007 de la ex SE (que fue derogada y sustituida por la Disposición N°337/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles); y (ii) quienes acrediten la provisión de bienes y servicios directamente relacionados a la actividad hidrocarburífera para alguna de las empresas inscriptas en dicho registro y que requieran para su normal desarrollo el ingreso al país de los bienes alcanzados por el Decreto. Asimismo, el Decreto establece el procedimiento para la realización de estas importaciones, las alícuotas aplicables, que en ciertos casos serán del 0%, y dispone que para estas operaciones no aplicará la tasa de estadística.

El 3 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°74/2020 mediante la cual se modificaron los requisitos que deben cumplir las empresas que realicen o procuren realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en la Argentina (dispuestos por la Disposición N°337/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles) y que en consecuencia deben estar inscriptas en el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Dichas inscripciones o reinscripciones deberán efectuarse ante la Dirección Nacional de Economía y Regulación de la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía conforme Resolución N°31/2021 de la Secretaría de Energía.

Transporte de hidrocarburos líquidos

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de hasta 35 años, prorrogables, para el transporte de petróleo, gas y productos petrolíferos a partir de la presentación de ofertas competitivas. De conformidad con la Ley N°26.197, los gobiernos provinciales pertinentes tienen las mismas facultades. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión de transporte para el petróleo, gas y los productos petrolíferos que éstos produzcan sin tener que presentarse a una licitación. El plazo de una concesión de transporte puede prolongarse por un período adicional de diez años previa solicitud al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N°27.007 que se aplica a las concesiones emitidas en o después de octubre de 2014, 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, gas 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, gas y productos petrolíferos; y (ii) construir y operar tuberías de petróleo, gas 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 titular de una concesión de transporte se encuentra obligado a transportar hidrocarburos para terceros sin discriminación alguna a cambio del pago de una tarifa. En el caso de concesiones de transporte otorgadas a productores en virtud del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, esta obligación se aplica a las concesiones de productores sólo en la medida en que los titulares de las concesiones dispongan de capacidad excedente y se encuentren expresamente subordinados a los requisitos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte se encuentran sujetas a la aprobación de la SE respecto de los oleoductos y tuberías de productos petrolíferos que atraviesan más de una provincia, y en lo relativo a ductos que no exceden los límites de una provincia, la aprobación corresponde a la provincia respectiva. En lo relativo a los gasoductos, el ENARGAS aprueba las respectivas tarifas. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos y las instalaciones relacionadas vuelven automáticamente al gobierno nacional o provincial, según corresponda, sin pago alguno a favor del titular. Los gasoductos y sistemas de distribución vendidos en relación con la privatización de Gas del Estado S.E. están sujetos a un régimen diferente, según se describe más arriba.

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 N°26.197, 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.

Reversiones

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 de cualquier otro tipo;
- por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la Autoridad de Aplicación o de observar las técnicas adecuadas en las operaciones;
- 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 quiebra del titular del permiso o concesión;
- por fallecimiento o fin de la existencia jurídica del titular del permiso o concesión; o

- por incumplimiento de la obligación de transportar hidrocarburos de terceros sin discriminación alguna o la reiterada infracción al régimen de tarifas aprobado para estos transportes.

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 y gas, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o al gobierno nacional, 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.

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.

Si el mercado interno ha sido suficientemente abastecido, el productor puede exportar su producción de petróleo crudo. 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.

Debido a la abrupta variación del tipo de cambio y el contexto económico y social imperante, el 16 de agosto de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°566/2019 por el cual se congelaron los precios del petróleo y se incluyó un precio mínimo y un precio máximo, los cuales no se encuentran vigentes a la fecha del presente Prospecto.

Asimismo, el artículo 4° del Decreto N°566/2019 estableció que las empresas productoras de hidrocarburos deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales.

En el marco del desarrollo de la formación de Vaca Muerta, el gobierno emitió una serie de normas. En lo relacionado al transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a través de terminales marítimas y fluviales, el 8 de febrero de 2019 se publicó el Decreto N°115/2019, y el 25 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución N°571/2019, que modifican el Decreto N°44/1991 y la Resolución N°357/2019 del 1 de julio de 2019 que aprueba los términos y condiciones para los interesados en obtener nuevas concesiones de transporte, y para ampliar la capacidad en concesiones vigentes. Con fecha 19 de enero de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°35/2021 que modifica la Resolución N°571/2019 al remplazar las normas particulares y condiciones técnicas para el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a través de terminales marítimas y fluviales, introduciendo una nueva sección de tarifas.

El 7 de mayo de 2021, se dictó la Resolución N°385/2020, en virtud de la cual la Secretaría de Energía derogó la Resolución N°29/2010 de la Secretaría de Energía 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.

El 19 de mayo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°488/2020 emitido en el marco de la Ley de Solidaridad (el “Decreto 488”) reglamentando el “barril criollo”. El Decreto 488, entre otras cuestiones, establecía un precio fijo para las ventas de petróleo crudo que se concreten en el ámbito doméstico hasta el 31 de diciembre de 2020 (el “Plazo del Decreto 488”), tomando como referencia para el petróleo crudo tipo Medanita un precio de US\$45 por barril (US\$45/bbl) (el “Precio Fijo”), el cual quedaría sin efecto en caso de que la cotización del “*ICE Brent primera línea*” superase el Precio Fijo durante 10 días consecutivos. Asimismo, se podía ajustar el Precio Fijo para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, siendo, dicho Precio Fijo el valor de aplicación para la liquidación de regalías hidrocarburíferas. De acuerdo con lo establecido por el artículo 1 del Decreto 488 el precio fijado por el mismo y otras obligaciones que la norma establecía, como se describe debajo, no resultó aplicable desde el 26 de agosto de 2020 dado que el valor del barril del ICE Brent superó los US\$45 durante diez (10) días corridos.

El Decreto 488 dispuso además que durante el Plazo del Decreto 488, el Precio Fijo o el resultante del ajuste por calidad de crudo y tipo de carga, o el eventualmente fijado por la Secretaría de Energía, debía ser utilizado para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley de

Hidrocarburos que hayan sido generadas en virtud de entregas de petróleo crudo en el mercado local.

Finalmente, mientras se encontraba vigente el Precio Fijo, el Decreto 488 estableció también obligaciones aplicables a empresas productoras y a refinadoras, comercializadoras e integradas.

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 Secretaría de Energía, 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.

Aspectos impositivos

El Decreto 488 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: $\text{Alícuota} = [\text{Precio Internacional} - \text{Valor Base} / \text{Valor de Referencia} - \text{Valor Base}] * 8\%$.

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 Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía 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.

El mercado mayorista de gas natural

En enero de 2004, el Decreto N°180/04 (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, requeridas como condición para obtener la autorización para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural en el sistema de transporte (además reglamentado por la Resolución N°1146/04, dictada el 9 de noviembre de 2004, y la Resolución N°882/05 emitida por la ex Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N°180/04, todas las ventas diarias de gas natural deben ser comercializadas a través del MEG.

A través de la Resolución N°89/2016 de fecha 1° de junio de 2016 dictada por la SE modificaron las normas de despacho de gas natural establecidas en la Resolución N°1410/10 del ENARGAS a los efectos de promover la re-contractualización del mercado mayorista de gas natural. Con arreglo a lo dispuesto en esta resolución, el 5 de junio de 2016 el ENARGAS dictó la Resolución N°3833/2016, que establece el “Procedimiento complementario para solicitudes, confirmaciones y control de gas” y el 26 de junio de 2018, ENARGAS emitió la Resolución N°124/2018, que provee un texto enmendado y modificado del régimen de despacho de gas natural. Este nuevo régimen sustituye al régimen establecido por Resolución N°1410/2010 y demás regulaciones que contradigan a la nueva resolución. Mediante la Resolución N°354/2021, publicada en el Boletín Oficial el día 30 de septiembre de 2021, el ENARGAS implementó con carácter permanente el “Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia”, que fuera establecido por la Resolución ENARGAS N°59/2018, hasta tanto se apruebe y entre en vigencia la nueva Norma NAG 601 “Norma de Despacho de Gas Natural” o aquella que corresponda.

Los precios en el mercado mayorista de gas natural se encuentran desregulados, sujeto a determinados condicionamientos en los suministros destinados al abastecimiento de la demanda eléctrica y para el

abastecimiento de usuarios que compran gas a los distribuidores.

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

El 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y ENARSA, a instancias del MEN (actualmente la SE), suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (las “Bases y Condiciones”). Las Bases y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación. Adicionalmente, las Bases y Condiciones establecen pautas de terminación anticipada ante determinados eventos de incumplimientos por las partes. Como consecuencia de ciertas variables macroeconómicas, los productores de gas natural y los distribuidores iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos individuales de suministro celebrados de conformidad con las Bases y condiciones para abordar dos cuestiones principales: (i) el pago por parte de los distribuidores de las deudas que surjan de las diferencias de tipo de cambio (que resultaron del tipo de cambio Dólares Estadounidenses – pesos utilizado por los distribuidores para el pago de los precios por el volumen del gas natural, tipo de cambio considerado en las tarifas del gas natural, frente al tipo de cambio que se debería haber considerado según los acuerdos de suministro, por el período de abril a septiembre de 2018); y (ii) los precios del gas natural para el período de octubre a diciembre de 2018. Con fecha 16 de noviembre de 2018, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1053/2018 por el cual, conforme su artículo 7, el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones eran las siguientes: (i) 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina (el “BNA”) para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo; (ii) las cuotas serán percibidas por las distribuidoras que inmediatamente pagarán a los productores; y (iii) Distribuidoras y productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

Asimismo, el Decreto N°1053/18 dispuso en su artículo 8 que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras debían prever que en ningún caso se trasladaría a los usuarios que recibirían servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Adicionalmente, el mencionado Decreto facultó a ENARGAS para regular aún más las condiciones antes mencionadas.

Con fecha 12 de febrero de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°72/2019 emitida por el ENARGAS, que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas, aplicable a partir del 1° de abril de 2019. La mencionada resolución, entre otros aspectos, estableció que, a los efectos del traslado del precio del gas convenido en Dólares Estadounidenses a la tarifa, el ENARGAS debía definir el tipo de cambio aplicable en base al valor promedio del tipo de cambio vendedor divisa del BNA observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas. Para los volúmenes de gas sujetos a exportación, que no se encontrasen cubiertos por acuerdos específicos, se aplicarían las disposiciones de la sección 9.4.2.6 del reglamento básico de la licencia de distribución y el Decreto N°1020/95, siempre que la información necesaria para los cálculos aplicables esté disponible.

Asimismo, el día 20 de agosto de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°466/2019 emitida por el ENARGAS, mediante la cual se aprobó la metodología para determinar el monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7 del Decreto N°1053/2018. La Resolución N°466/2019, modificada por Resolución N°554/2019, aprobó el modelo de solicitud de adhesión al régimen instituido por el mencionado Decreto, el cual debía ser presentado completo hasta el 15 de octubre de 2019, por las distribuidoras y los proveedores que adhirieran al régimen.

El día 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.591, que aprueba el presupuesto de la Argentina para el ejercicio 2021. Entre otras cuestiones, a partir de su sanción, la Ley N°27.591 dejó sin efecto al Decreto 1053/2018. La Sucursal y Pan American Sur S.A. promovieron un reclamo administrativo previo contra el Estado Nacional por el cual se solicitó el pago del saldo de la deuda asumida por el Estado Nacional.

Finalmente, ante la abrupta variación del tipo de cambio, la SE resolvió mediante el dictado de la Resolución N°521/2019, publicada el 3 de septiembre de 2019 en el Boletín Oficial, diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020. Asimismo, dicha resolución difirió el ajuste tarifario de las distribuidoras de gas natural

por variaciones de precios del gas en punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”) previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de enero de 2020, instancia en la cual se efectuarían las adecuaciones pertinentes a los períodos a considerar para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas por el diferimiento.

El artículo 5° de la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por un plazo máximo de 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Mediante el Decreto N°543/2020, publicado en el Boletín Oficial el 18 de junio de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional extendió el plazo para el ejercicio de las facultades dispuestas en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad relativas al congelamiento de las tarifas de gas natural y electricidad, por 180 días corridos adicionales contados desde su fecha de vencimiento original, es decir, hasta el 17 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N°94 publicada en el Boletín Oficial el 11 de marzo de 2020 deroga las Resoluciones (i) N°421/97, (ii) 478/97 y (iii) N°830/98, modificando los requerimientos para la inscripción en el Registro de Comercializadores de Gas y aprobando un nuevo Reglamento de Comercializadoras. Las principales modificaciones introducidas por la referida resolución incluyen (i) la digitalización por completo del trámite de inscripción; y (ii) una mayor rigurosidad en la información societaria requerida para verificar el cumplimiento de las restricciones a participaciones cruzadas con transportistas y distribuidores del Artículo 34, párrafo 4° de la Ley N°24.076 y su decreto reglamentario.

Finalmente, mediante la Resolución ENARGAS N°27, publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2020, fue derogada la Resolución N°72/2019 que había establecido la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas aplicable a partir del 1° de abril de 2019. De esta forma, el ENARGAS recupera el poder para revisar los costos de toda la cadena del suministro de gas. Así, en los considerandos de la referida normativa se aclara que el análisis del precio del gas que debe trasladarse a la tarifa es un elemento esencial del proceso de su determinación y el ENARGAS debe hacer un análisis de “justicia y razonabilidad” ya que no corresponde la realización de un pase a tarifa del precio del gas en boca de pozo, pues la tarifa no es el fruto de un acuerdo de partes, sino que es un acto administrativo que le corresponde dictar a la Autoridad Regulatoria.

El 27 de abril de 2023, mediante Resolución N°190/2023, el ENARGAS aprobó un nuevo cuadro tarifario a ser aplicado por Metrogas S.A.(“Metrogas”) a partir del 1 de mayo de 2023 en adelante.

Asimismo, por Resolución N°704/2023, el ENARGAS convocó una audiencia pública a celebrarse el 8 de enero de 2024. La audiencia pública se llevó a cabo en dicha fecha y se trataron los siguientes temas: (1) adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (Decreto N°1020/20 y Decreto N°815/22); (2) adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (Decreto N°1020/20 y Decreto N°815/22); (3) traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; (4) determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes; (5) tratamiento de la incidencia del costo del flete y/o transporte de GLP respecto de las localidades abastecidas con gas propano/butano indiluido por redes; (6) tratamiento de la incidencia del precio del gas en el costo del gas natural no contabilizado; y (7) reversión del Gasoducto Norte - criterios de tarificación y asignación de capacidad.

Plan Gas 2020-2024

Para asegurar el abastecimiento de la demanda interna, el Decreto N°892/2020, 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 periodo de siete (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 periodo de cinco (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 Secretaría de Energía en el marco del Plan Gas 2020 el 24 de noviembre de 2020 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 Mm³/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 Secretaría de Energía convocó, mediante la Resolución SE 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.

El principio subyacente del Plan Gas 2020 es que durante al menos cuatro 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 a 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 (según este término se define más adelante) 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.

Con relación al Plan Gas V (según se define a continuación), respecto del cual se reconocen los mismos beneficios cambiarios, no es claro si se aplicarán las mismas normas o si el Banco Central emitirá normas específicas para el mismo. En la medida en que se dé cumplimiento a los requisitos del Decreto N°234/2021, según fuera modificado por el Decreto N°836/2021 (el “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. Finalmente, 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 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.

Con respecto a la distribución y transporte de gas, luego de varias audiencias públicas y discusiones, en febrero de 2022, el ENARGAS realizó una propuesta de acuerdo transitorio 2022, que fue aprobada y ratificada por el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto N°91/2022 (el “Acuerdo Transitorio 2022”).

El Acuerdo Transitorio 2022 estableció un incremento del 60% de los componentes de distribución y transporte de la tarifa a partir del 1 de marzo de 2022. A través de diversas resoluciones publicadas en el Boletín Oficial el 1 de junio de 2022, el ENARGAS autorizó a trasladar a tarifa el monto de los precios del gas (netos de los componentes de transporte y distribución).

El día 7 de enero de 2022, la Secretaría de Energía convocó a una Audiencia Pública, a través de la Resolución N°2/2022, a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan Gas 2020 que se llevó a cabo el día 31 de enero de 2022.

A través de la Resolución N°237/2022 de la Secretaría de Energía, se convocó a Audiencia Pública para el tratamiento de los nuevos precios del gas natural en el PIST, que fueran aplicables a partir del 1 de junio de 2022, que se llevó a cabo el 10 de mayo de 2022.

El día 14 de noviembre de 2022, mediante Resolución N°771/2022, la SE convocó a audiencia pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a los precios del gas natural respecto de la porción del precio que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo en los términos del Artículo 6° del Decreto N°892/2020, a la vez que, instruyó al ENARGAS a que efectúe en el marco de su competencia los mecanismos de participación ciudadana en el marco y en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N°2255/92), complementarios y concordantes.

El día 13 de diciembre de 2022, mediante la Resolución N°523/2022, el ENARGAS convocó a una audiencia pública a celebrarse el día 4 de enero de 2023 a los fines de poner a consideración: (i) la adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (Decretos N°1020/2020 y 815/22); (ii) la adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (Decretos N°1020/2020 y N°815/22); (iii) el traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (según Resoluciones ENARGAS N°207/2022 a N°216/2022 y Resoluciones ENARGAS N°325/2022 a N°334/2022 y Resolución SE N°771/2022), y las diferencias diarias acumuladas (DDA) correspondientes; y (iv) el tratamiento sobre Subzonas Tarifarias Únicas por Provincia en la Novena Región – Régimen de Transición Decreto N°1020/20 (Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos, Misiones).

El 16 de junio de 2022, a través del Decreto N°332/2022, se creó el régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red.

Con fecha 7 de diciembre de 2022, a través del Decreto N°815/2022, se prorrogó por un año el plazo establecido para la renegociación de la revisión tarifaria integral dispuesta por el Decreto N°1020/2020 y las intervenciones en el ENRE y la del ENARGAS.

El Decreto 730 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 Secretaría de Energía a reglamentar e instrumentar dicho plan siguiendo las siguientes pautas: (i) volumen: el establecido por SE a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme 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.

El 14 de noviembre de 2022, a través de la Resolución N°770/2022, la SE convocó a concurso público para (i) la extensión de los compromisos asumidos por los adjudicatarios del Plan Gas 2020 (Rondas 4.1 – Cuenca Neuquina– y 5.1 - provincias de Chubut y Santa Cruz-) hasta el año 2028, y (ii) la adjudicación de ciertos volúmenes incrementales en la Cuenca Neuquina (Ronda 4.2) y en las cuencas Austral y Noroeste bajo la figura de Plan de Actividad Incremental conforme la definición del Punto 4.26 del Anexo del Decreto N°892/2020, sustituido por el Decreto 730, con el objetivo de conseguir volúmenes adicionales de gas natural que refuercen las inyecciones del sistema de transporte en aquellos puntos donde exista capacidad disponible (Ronda 5.2). Con fecha 23 de diciembre de 2022 se dictó la Resolución N°860/2022 mediante la cual la Secretaría de Energía adjudicó los volúmenes de gas natural en el marco del concurso público convocado por la Resolución N°770/2022. Conforme dicha Resolución, la Emisora fue adjudicada con distintos volúmenes correspondientes a las Rondas 4.1, 4.2 y 5.1.

El día 10 de enero de 2023, mediante la Resolución N°6/2023, la Secretaría de Energía determinó la adecuación de los precios de gas natural en PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas V, la que será de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del 1° de marzo de 2023 y 1° de mayo de 2023, respectivamente.

Mediante la Resolución N°360/2021 (la “Resolución 360”), publicada en el Boletín Oficial el día 27 de abril de 2021, la Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía y sus modificatorias sobre el régimen de exportaciones de gas natural.

Entre las medidas más relevantes establecidas por la Resolución 360 que reglamentan el régimen de exportación de gas natural del Plan Gas 2020, se incluye:

- el establecimiento de un plazo para las presentaciones de solicitudes tendientes a obtener autorizaciones para exportaciones firmes (i.e., hasta el 30 de abril de cada año calendario, salvo para el período estival 2021-2022, que deberán ser presentadas hasta el día 10 de mayo de 2021 inclusive); y
- el establecimiento de una fórmula para la asignación de volúmenes remanentes en las cuencas Neuquina y Austral, que pondera entre el mayor precio de venta al mercado externo en el PIST y el mayor volumen medio adjudicado en el Plan Gas 2020 para el respectivo período estacional de invierno.

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.

Con fecha 21 de octubre de 2021, mediante la Resolución N°984/2021, la Secretaría de Energía convocó a un nuevo concurso público nacional – Ronda 3- en relación al Plan Gas 2020 aprobado por el Decreto N°892/2020, para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados correspondientes a las Cuencas Neuquina, Austral y Noroeste, por cada uno de los meses calendario correspondientes al período mayo 2022 a diciembre 2024 inclusive.

Tras la apertura de ofertas el día 2 de noviembre de 2021, se adjudicaron los volúmenes de gas natural correspondientes a la Cuenca Neuquina y se declaró desierto el concurso en relación a las Cuencas Austral y Noroeste a través de la Resolución N°1091/2021, de fecha 12 de noviembre de 2021.

El 27 de abril de 2023, mediante Resolución N°190/2023, el ENARGAS aprobó un nuevo cuadro tarifario a ser aplicado por Metrogas a partir del 1 de mayo de 2023 en adelante.

Asimismo, por Resolución N°704/2023, el ENARGAS convocó una audiencia pública a celebrarse el 8 de enero de 2024. La audiencia pública se llevó a cabo en dicha fecha y se trataron los siguientes temas: (1) adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (Decreto N°1020/20 y Decreto N°815/22); (2) adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (Decreto N°1020/20 y Decreto N°815/22); (3) traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; (4) determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes; (5) tratamiento de la incidencia del costo del flete y/o transporte de GLP respecto de las localidades abastecidas con gas propano/butano indiluido por redes; (6) tratamiento de la incidencia del precio del gas en el costo del gas natural no contabilizado; y (7) reversión del Gasoducto Norte - criterios de tarificación y asignación de capacidad.

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.

Mediante las Resoluciones 101/2024 y 102/2024 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 diversas resoluciones del ENRE publicadas en el Boletín Oficial del 19 de febrero de 2024, se decidió aprobar: (i) los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado de TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A. TRANSPA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSCOMAHUE S.A. y del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), y el valor Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicados a las transportistas; y (ii) la fórmula de actualización de la remuneración de TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A., TRANSPA S.A., DISTROCUYO S.A., TRANSCOMAHUE S.A. y del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), los cuales se realizarán mensualmente a partir del mes de mayo del 2024.

Consideraciones adicionales sobre regímenes promocionales

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 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 N°27.007 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, el cual debe determinarse a la luz del alcance del proyecto. En cuanto a los beneficios de importación, la Ley N°27.007 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.

Conforme se describe bajo “Regímenes promocionales durante el período de emergencia” más arriba, en febrero de 2013, el Estado Nacional lanzó el Programa de Estímulo al Gas Natural, un régimen de promoción que busca un aumento en producción y reservas. Para más detalles sobre este Programa, véase “—Regímenes Promocionales Durante el Período de Emergencia”.

El Decreto 234, que tomó de base el Decreto N°929/2013, 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.

Con fecha 28 de mayo de 2022, mediante el Decreto N°277/2022, se creó un régimen especial de ingreso de divisas al MLC basado en la producción incremental de petróleo y gas natural respecto de una línea de base constituida por la producción obtenida en 2021 (el “Régimen de Ingreso de Divisas”). Los principales requisitos para adherirse al Régimen de Ingreso de Divisas son incrementar la producción de hidrocarburos (respecto a la línea base de 2021) y cumplir con un régimen específico de contenido local y, en el caso de los adjudicatarios del Plan Gas 2020-2024, cumplir con las obligaciones derivadas del mismo. El Régimen de Ingreso de Divisas prevé el acceso a la MLC, sin autorización del Banco Central, para el pago de servicios de deuda comercial y financiera con el exterior, pago de utilidades y dividendos, y repatriación de inversiones de no residentes, por hasta un equivalente al 20% (en el caso de petróleo crudo) y 30% (en el caso de gas natural) de la producción/inyección incremental (medida contra la línea de base del año 2021 de cada beneficiario), según los criterios de valuación establecidos en el Decreto N°277/2022. Sumado a ello, el 12 de agosto de 2022, mediante el Decreto N°484/2022 se establecieron nuevas reglamentaciones al Régimen de Ingreso de Divisas. Asimismo, con fecha 16 de enero de 2023, mediante la Resolución N°13/2023, la Secretaría de Energía aprobó las condiciones generales del Régimen de Ingreso de Divisas. Para más informaciones sobre la regulación cambiaria vigente véase “Información Adicional—Controles de Cambios” en este Prospecto.

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 N°929/2013.

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 del 28 de julio de 2017, modificó el artículo 3° del Decreto N°729 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 Secretaría de Energía de fecha 9 de febrero de 2022, la Secretaría de Energía 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. 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.

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 Presidente Néstor Kirchner 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 Secretaría de Energía 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 Presidente Néstor Kirchner, de 573 kilómetros de longitud. Adicionalmente, el Gobierno Argentino convocó una licitación para la construcción de la segunda etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, con una extensión desde la localidad de Saliqueló, Provincia de Buenos Aires, hasta la localidad de San Jerónimo, Provincia de Santa Fe. A la fecha del presente, la construcción de la segunda etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner aún no ha comenzado.

Mediante la Resolución N°61/2020 publicada en el Boletín Oficial el día 29 de octubre de 2020, la Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía.

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.

Mediante la Resolución N°706/2021, publicada en el Boletín Oficial el día 27 de julio de 2021, la Secretaría de Energía creó el Registro de Operadores del sector del GNL - aquellos sujetos que operen como elaboradores, almacenadores, transportistas y/o comercializadores de GNL- en el ámbito de la Subsecretaría de Hidrocarburos. Asimismo, mediante dicha resolución se establecieron los requisitos para su registración.

Véase “*Plan Gas 2020-2024*” para más información con relación al mecanismo de determinación de tarifas del servicio público de transporte de gas natural y la determinación de los cuadros tarifarios del servicio público de distribución y transporte de energía eléctrica.

Normas de comercialización de GLP

La Ley N°26.020, promulgada el 9 de marzo de 2005, establece el marco legal para la industria y la comercialización de GLP, cuya autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía (la “Ley de GLP”). 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 incluye a todas las partes que participan en la producción, distribución, transporte, servicios y ventas de GLP en Argentina. Adicionalmente, la Ley de GLP establece el principio de libre acceso a la industria y el mercado de GLP, así como a la libre importación de GLP y ciertas restricciones a las exportaciones, que solamente pueden aprobarse si el abastecimiento interno no resulta afectado.

La Ley de GLP:

- crea un Registro de Envases de GLP, obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad;
- protege las marcas de los fraccionadores de GLP;
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la autoridad debe publicar en forma periódica los precios de referencia del GLP vendido en envases de 45 kg o menos;
- requiere que la Secretaría de Energía: (i) establezca mecanismos de transferencia del GLP a fin de garantizar acceso al producto a todos los agentes de la cadena de abastecimiento; (ii) establezca mecanismos de estabilización de precios de GLP cobrados a los fraccionadores locales de GLP; y (iii) junto con la Comisión de Defensa de la Competencia de la Argentina, efectúe un análisis del mercado de GLP y su comportamiento, a los efectos de establecer límites a la concentración de mercado para cada etapa, o a la integración vertical a lo largo de toda la cadena de la industria del GLP (limitaciones que comprenden a las sociedades vinculadas, controlantes o controladas);
- concede acceso abierto a las instalaciones de almacenamiento de GLP; y
- crea un fondo fiduciario para atender el consumo de GLP envasado para comunidades de bajos recursos y la expansión de redes de distribución de gas natural a nuevas áreas, donde sea técnicamente posible y económicamente viable. El fondo fiduciario se financia a través de: (i) multas establecidas por Ley N°26.020, (ii) asignaciones del Presupuesto General del Estado, (iii) fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con instituciones nacionales o internacionales, y (iv) fondos que la Secretaría de Energía pueda determinar sobre los operadores de la industria del GLP.

La Secretaría de Energía fijó, mediante varias resoluciones posteriores, los precios de referencia aplicables a ventas de envases de GLP de menos de 45 kilogramos y a ventas de GLP a granel exclusivamente a los fraccionadores de GLP. Además, la ex Secretaría de Energía aprobó el método de cálculo de la paridad de exportación de GLP que es actualizada todos los meses por la ex Subsecretaría de Combustibles.

La Disposición N°168/05 de la ex Subsecretaría de Combustibles exige que los posibles exportadores de GLP obtengan primero una autorización de la Secretaría de Energía. Al hacerlo, las empresas primero deben demostrar que la demanda local se encuentra cubierta o que se ha hecho una oferta para vender GLP a la demanda local y que la misma ha sido rechazada.

El 24 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia

N°311/2020 (el “Decreto 311”), estableciendo que los precios máximos de referencia para la comercialización de GLP en las garrafas, cilindros y/o granel con destino a consumo del mercado interno, continuarían con los valores vigentes a la fecha de publicación del decreto en cuestión, durante 180 días. Adicionalmente, estableció que la autoridad de aplicación debería definir los mecanismos necesarios con el fin de garantizar el adecuado abastecimiento de la demanda residencial.

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.

Asimismo, conforme fuera modificado por la Resolución N°438/2022, 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 siete coma cinco por ciento (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 tres por ciento, 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 doce por ciento (12%), en volumen, sobre la cantidad total del producto final.

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.

El biodiésel y el bioetanol no estarán gravados por el impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono, 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.

Precios de referencia de la cadena de comercialización de butano

El 5 de abril de 2017, la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos publicó la Resolución N°56-E/2017 en el Boletín Oficial, en virtud de la cual se fijaron los nuevos precios de referencia máximos para los diferentes segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos bajo el “Programa Hogar” (Decreto N°470/2015 y Resolución N°49/2015 de la ex Secretaría de Energía) y modifica los precios de referencia establecidos en la Resolución N°70/2015 de la Secretaría de Energía.

El 7 de junio de 2017, la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos publicó la Resolución N°75/2017 en el Boletín Oficial, que modifica las normas aplicables al “Programa Hogar” y establece que el ajuste de los precios de referencia aplicables a los diferentes segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10 y 12 kg no será aplicado automáticamente en períodos trimestrales. En cambio, dichos ajustes deben hacerse según el criterio de la Subsecretaría de Hidrocarburos en su carácter de autoridad de aplicación del Programa Hogar. Además, la resolución establece que el ajuste de los precios

de referencia para los productores y fraccionadores de GLP a cuenta de la Actualización por Revisión Integral establecidos en las normas del Programa Hogar tendrá lugar únicamente después de hacer un análisis previo de las variaciones de costos y su incidencia, y teniendo en cuenta los factores, regionales, de distribución y logísticos.

La Resolución N°287-E/2017 del MEN, publicada el 1° de diciembre de 2017, estableció nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para productores de butano y propano con vigencia a partir del 1° de diciembre de 2017, e introdujo enmiendas al Anexo de la Reglamentación del Programa Hogares con Garrafa aprobado por la Resolución N°49/2015, entre las cuales, se prohíbe cobrar a los distribuidores por servicios complementarios de cualquier tipo, sea cual fuere su denominación, si al hacerlo se superan los precios máximos de referencia y las desviaciones máximas permitidas.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N°5/2018 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúricos, que estableció: (i) nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano destinados a la venta de GLP envasado, y (ii) nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para los productores de butano y propano; con vigencia a partir del 1 de abril de 2018.

Con fecha 7 de mayo de 2019 se publicó la Disposición N° 34/2019 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúricos, que estableció: (i) nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano para la venta de GLP envasado, y (ii) nuevos precios máximos de referencia y compensaciones para los productores de butano y propano, a partir del 10 de mayo de 2019.

El día 3 de noviembre de 2020, mediante Resolución N°73/2020, la Secretaría de Energía modificó la metodología prevista en el Apartado VI del Anexo de la Resolución N°49/15 de la Secretaría de Energía, y sus modificaciones. Asimismo, aprobó la asignación de aportes y cupos de GLP butano y propano para el año 2020 en el marco del Programa Hogares con Garrafas (el “Programa Hogar”).

Mediante la Resolución N°980/2021, publicada en el Boletín Oficial el día 15 de octubre de 2021, la Secretaría de Energía introdujo una medida adicional complementaria a la asistencia económica transitoria a las empresas productoras, fraccionadoras y distribuidoras registradas en el Registro Nacional de la Industria del GLP (RNIGLP) aprobada mediante la Resolución N°809/2021, de fecha 25 de agosto de 2021. Dicha medida adicional consiste en el reconocimiento tras solicitud de Ps.4.722,40 por cada tonelada facturada, cuando el destino sea otro del de venta a distribuidores en envases de hasta 45 kilogramos de capacidad, por el producto destinado al Programa Hogar.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°930/2021 de la Secretaría de Energía en virtud de la cual se aprobó la reasignación de aportes de GLP butano y/o mezcla para el año 2021 en el marco del Programa Hogar, que posteriormente fuera actualizada a través de la Resolución N°1226/2021 publicada en el mes de diciembre de 2021. De acuerdo con el Anexo de esta última resolución, el aporte final (tn) de la Sucursal es de 62.374.

Mediante la Resolución N°24/2022 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 25 de enero de 2022, se aprobó una asistencia económica transitoria correspondiente al período de agosto a diciembre de 2021 por la suma de Ps.137.942.388,25.

A través de la Resolución N°88/2022 de Secretaría de Energía, se prorrogó hasta el 31 de marzo de 2022 inclusive, la asistencia económica transitoria a las empresas productoras, fraccionadoras y distribuidoras de GLP cuando el producto esté destinado al Programa Hogares con Garrafas. Dicha asistencia económica es otorgada a las empresas productoras, fraccionadoras y distribuidoras registradas en el Registro Nacional de la Industria del GLP cuando el destino del producto sea el Programa Hogar. Finalmente, dicha asistencia fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2022 mediante la Resolución N°271/2022 de la Secretaría de Energía.

Con fecha 18 de abril de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°224/2022 de la Secretaría de Energía en virtud de la cual se aprobó la asignación de aportes de GLP butano y/o mezcla y propano para el año 2022 en el marco del Programa Hogar. De acuerdo con el Anexo de dicha resolución, el aporte de butano (tn) con reserva operativa de la Emisora es de 69.849.

El 5 de abril de 2023, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N°237/2023 (la “Resolución 237”), que estableció la asignación de aportes, cupos y reserva operativa de GLP, butano y/o mezcla y propano para el año 2023 en el marco del Programa Hogar. En tal sentido, se asignó a la Sucursal un aporte de butano para el año 2023 de 59.529 kilogramos y se asignó como aporte de butano 2023 con reserva operativa a la cantidad de 66.144 kilogramos. La estacionalidad de dichos aportes durante el año 2023 fue de: (i) enero a abril, 16.521 kilogramos; (ii) mayo a agosto, 24.749 kilogramos; y (iii) septiembre a diciembre, 18.259 kilogramos.

El 9 de mayo de 2023, la Secretaría de Energía actualizó los valores de la Resolución N°70/2015 relativos

a los precios máximos de referencia para los productores de butano/mezcla y propano de uso doméstico con destino a garrafas de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos, y los precios máximos de referencia de garrafas de GLP de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos para los fraccionadores, distribuidores y comercios.

El 22 de mayo de 2023 se publicó la Resolución N°391/2023 mediante la cual se modificaron los (1) precios máximos de referencia para los productores de butano/mezcla y propano de uso doméstico con destino a garrafas de diez, doce y quince kilogramos; y (2) precios máximos de referencia de garrafas de GLP de diez, doce y quince kilogramos para los fraccionadores, distribuidores y comercios y los apartamentos máximos permitidos para el segmento de distribución, actualizando los valores estipulados en los Anexos I, II y III de la Resolución N°70/2015 de la Secretaría de Energía.

El 25 de agosto de 2023 se publicó la Resolución N°698/2023 de la Secretaría de Energía que dejó sin efecto el informe técnico y el anexo de la Resolución 237 y aprobó la asignación de aportes, cupos y reserva operativa de GLP, butano y/o mezcla y propano para el año 2023 en el marco del Programa Hogar. En tal sentido, se asignó a la Sucursal un aporte de butano para el año 2023 de 60.876 kilogramos y se asignó como aporte de butano 2023 con reserva operativa a la cantidad de 67.640 kilogramos. La estacionalidad de dichos aportes durante el año 2023 fue de: (i) enero a abril, 16.895 kilogramos; (ii) mayo a agosto, 25.309 kilogramos; y (iii) septiembre a diciembre, 18.672 kilogramos.

Con fecha 15 de febrero de 2024, a través de la Resolución N°11/2024 la Secretaría de Energía resolvió: (i) actualizar los valores incluidos en los anexos I y II de la Resolución N°70/2015 relativos a los precios máximos de referencia y las compensaciones para los productores de butano y propano de uso doméstico con destino a garrafas de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos y a los precios máximos de referencia de garrafas de GLP de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos de capacidad para los fraccionadores, distribuidores y comercios; (ii) que los aportes y cupos previstos en los puntos 17 y 18 del apartado VI del anexo a la Resolución N°49/2015 de la Secretaría de Energía y sus modificatorias sean asignados trimestralmente (según la metodología dispuesta en la referida normativa) por la autoridad de aplicación, hasta que se tomen las medidas necesarias para alcanzar los objetivos del Decreto 70 (según este término se define más adelante); (iii) modificar el Punto 11.2 del anexo de la Resolución N°49/2015 de la Secretaría de Energía y sus modificatorias relativo al monto del subsidio por garrafa; y (iv) sustituir el anexo I de la Resolución N°150/2022 de la Secretaría de Energía relativo a la cantidad de garrafas que determina el subsidio mensual a ser transferido a los beneficiarios del Programa Hogar.

Registro del Régimen de Zona Fría

Mediante el Decreto N°486/2021, publicado en el Boletín Oficial el 2 de agosto de 2021 se creó el Registro Único de beneficiarios especiales del Régimen de Zona Fría, donde se incorporará a los usuarios comprendidos en el artículo 4°, segundo párrafo, incisos 1 a 10 y en el artículo 6° de la Ley N°27.637. Dicho decreto fue recientemente complementado a través de la Resolución N°918/2021, publicada en el Boletín Oficial el día 21 de septiembre de 2021, mediante la cual la Secretaría de Energía, entre otras medidas, estableció que el mencionado registro funcionará bajo la órbita de la Dirección Nacional de Desarrollo Tecnológico y Relaciones con la Comunidad de la Subsecretaría de Planeamiento Energético de la Secretaría de Energía.

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

El Decreto N°1212/89 reglamenta las actividades de refinación de hidrocarburos realizadas por productores de petróleo y otros terceros. Este decreto, junto con la normativa emitida por la Secretaría de Energía, reglamenta los aspectos comerciales, ambientales, de calidad y seguridad de refinерías 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 refinерías y estaciones de servicio. Se delegaron a las autoridades provinciales y municipales ciertas facultades de supervisión y contralor de la Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía 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 están deben inscribirse en la ex Secretaría de Energía.

La Resolución N°419/1998 de la Secretaría de Energía, 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 N°1102/2004 de la Secretaría de Energía establece que los combustibles líquidos y el petróleo crudo solamente pueden ser comprados y vendidos por empresas registradas en 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 N°1060/2000 de la Secretaría de Energía establecía que los contratos de suministro celebrados entre las refinerías y los operadores de estaciones de servicio no podían extenderse más allá de: (i) 8 años para las nuevas estaciones de servicio; y (ii) 5 años para renovaciones y prórrogas de contratos anteriores. El Decreto N° 1060/2000 fue derogado por el Decreto 70 (según es término se define más abajo).

En virtud de la Resolución N°1283/2006 de la Secretaría de Energía, la comercialización local de productos refinados debe cumplir con determinadas especificaciones técnicas.

Por medio de la Resolución N°5/2016, publicada en el Boletín Oficial el 1 de junio de 2016 y vigente a partir de junio de 2016, la ex Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos definió las nuevas especificaciones para la comercialización de nafta y gasoil en Argentina. La Resolución N°558/19 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 4 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 N°5/2016, el Anexo II de la Resolución N°1283/2006 ha sido sustituido por el Anexo I de dicha resolución. La Resolución N°5/2016 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 refinerías 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.

Con fecha 16 de junio de 2022, mediante el Decreto N°329/2022, se creó el Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles (“RIAIC”) a los efectos de garantizar el abastecimiento incremental de combustibles y compensar costos extraordinarios ante el contexto internacional y una demanda creciente. El RIAIC es aplicable para las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas que sean sujetos pasivos de los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos (“ICL”) y al Dióxido de Carbono (“IDC”) establecidos en el Título III de la Ley N°23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. En función de la adhesión al RIAIC, los sujetos podían solicitar un monto equivalente a la suma que debían pagar en concepto del ICL y del IDC por las importaciones de gasoil grado 2 y grado 3 correspondientes a despachos efectuados entre el 16 de junio de 2022 y el 16 de agosto de 2022. En el caso de las refinerías integradas, se adicionó al importe referido un monto equivalente al resultante de multiplicar la suma de importes fijos del ICL e IDC aplicables al gasoil, por el ciento cincuenta por ciento (150%) del volumen de crudo abastecido a refinerías identificadas por la SE como Pequeñas Refinerías de Regiones Afectadas (que por motivos de su posición geográfica, por la situación declinante de la cuenca de crudo de las principalmente abastecidas y/o por carecer de oferta de crudo local en condiciones de mercado se vean imposibilitadas de utilizar al máximo de su capacidad de refinación) (“PRERA”), por hasta un volumen equivalente al veinte por ciento (20%) de la capacidad de refinación de la pequeña refinadora abastecida.

La Resolución N°639/2022 de la Secretaría de Energía reglamentó los requisitos previstos en el mencionado decreto a fin de que las empresas refinadoras puedan acceder a los beneficios previstos en el RIAIC.

Con fecha 22 de febrero de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°86/2023 por el cual restableció el RIAIC a efectos de incluir las importaciones de gas oil y naftas grado 2 y grado 3 y las transferencias de crudo a PRERA efectuadas entre el 1 de enero de 2023 y el 28 de febrero de 2023, ambas fechas inclusive, plazo que podría ser prorrogado por la SE por dos meses más. A diferencia de lo previsto en el RIAIC aprobado por el Decreto N°329/2022, el RIAIC restablecido por el Decreto N°86/2023 prevé que los sujetos que se adhieran al régimen restablecido podrán solicitar un monto equivalente a la suma que deban pagar en concepto de ICL e IDC, por las importaciones de gasoil y naftas, pero con los siguientes límites: (i) por el gasoil importado: hasta un máximo equivalente al veinte por ciento (20%) de las ventas en el mercado interno de gasoil importado, perfeccionadas en el período antedicho; y (ii) por las naftas importadas: hasta un máximo equivalente al diecisiete por ciento (17%) de las ventas en el mercado interno de nafta importada, perfeccionadas en el período antedicho. En el caso de abastecimiento de crudo a PRERAs, se mantuvo el mismo beneficio que en el Decreto N°86/2023. Tratándose de refinadoras

integradas, se mantiene el beneficio previsto en el Decreto N°329/2022 pero adaptado a la inclusión de naftas en el RIAIC restablecido bajo el Decreto N°86/2023.

La Resolución N°217/2023 de la Secretaría de Energía reglamentó los requisitos previstos en el Decreto N°26/2023 a fin de que las empresas refinadoras puedan acceder a los beneficios previstos en el RIAIC restablecido por dicho decreto.

El 7 de septiembre de 2023, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°461/2023 por el cual se restableció el RIAIC para todas las solicitudes de operaciones de importación de gasoil y/o nafta grado 2 o 3 realizadas entre el 1 de agosto de 2023 y el 31 de octubre de 2023, ambas fechas, inclusive.

Asimismo, el 23 de noviembre de 2023 la Secretaría de Energía, mediante la Resolución N°952/2023 prorrogó el RIAIC para todas las operaciones de importación de gasoil y/o nafta grado 2 o 3 realizadas durante el mes de noviembre de 2023.

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 N°25.675;
- 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 N°25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N°24.051;
- Ley sobre Preservación del Aire N° 20.284;
- Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas N°25.688;
- Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCB N°25.670;
- 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 N°105/92 dictada por la ex Secretaría de Energía, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a

presentar un estudio de impacto ambiental (“EIA”) ante la ex Secretaría de Energía y, en todo caso, antes de dar inicio a cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo o gas, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la ex Secretaría de Energía. 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, incluyendo, sin carácter restrictivo, aquellas que rigen en materia de venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos y Estudios de Impacto Ambiental.

Habida cuenta de 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.

Seguro Ambiental

Conforme al artículo 22 de la Ley N°25.675, 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 N°447/2019 que entró en vigencia a partir de los 90 días hábiles de su publicación. Este Decreto derogó el Decreto N°1638/2012 y dispuso los seguros que deberán contratar las personas jurídicas o humanas en el marco del artículo 22 de la Ley N°25.675, 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.

Decreto N°70/2023

El 20 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023 (el “Decreto 70”) (publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023) 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 dispone la derogación total o parcial de un conjunto de leyes vinculadas con la regulación económica.

Entre otras cuestiones, 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.

Para más información sobre el Decreto 70. 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—Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023*” en este Prospecto.

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 2024, 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. 34.703.523,08	Ps. 0	25%	Ps. 0
Ps. 34.703.523,08	Ps. 347.035.230,79	Ps. 8.675.880,77	30%	Ps. 34.703.523,08
Ps. 347.035.230,79	En adelante	Ps. 102.375.393,08	35%	Ps. 347.035.230,79

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 21 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 y Qatar).

La Ley N°19.640 que establece que se exime del pago de todo impuesto nacional que pudiese 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 Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”).

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 N°20.631, 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 N°21.526. 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 para una Argentina Inclusiva y Solidaria

La Ley de Solidaridad estableció un impuesto denominado “Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria” (el “Impuesto PAIS”), por un período de cinco años, que grava la compra de divisa extranjera por parte de personas humanas y jurídicas, aplicable también en el caso de compras en el exterior realizadas con tarjetas de crédito emitidas en la Argentina, o para la adquisición de servicios y transporte fuera del país; ello, además de la aplicación de los diversos controles cambiarios vigentes en la actualidad, referidos en “Información Adicional—Controles de cambio” en este Prospecto.

Con fecha 23 de julio de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto N°377/2023 (el “Decreto 377”), que estableció modificaciones a la reglamentación del Impuesto PAIS, a fin de expandir el alcance del mismo.

En tal sentido, a partir de la fecha de publicación del Decreto 377, quedarán alcanzados por el Impuesto PAIS las operaciones de compra de billetes y divisas, en moneda extranjera efectuadas por residentes en el país para el pago de obligaciones por:

- La adquisición en el exterior de los servicios indicados en el Anexo II del Decreto 377, que incluye, entre otros, primas de seguro, servicios de construcción, servicios financieros, servicios de informática, servicios legales, servicios de telecomunicaciones, o su adquisición en el país cuando sean prestados por no residentes. En este caso, la alícuota del Impuesto PAIS será del 25%.
- La adquisición en el exterior de los servicios de fletes y otros servicios de transporte por operaciones de importación o exportación de bienes, o su adquisición en el país cuando sean prestados por no residentes, identificados con el Código del Régimen Informativo Contable Mensual para Operaciones de Cambio BCRA S04, S30 y S31. En este caso, la alícuota del Impuesto PAIS será del 7,5%. El Decreto 29/2023 aumentó la alícuota al 17,5%.
- La importación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del Mercosur (N.C.M.), salvo ciertas excepciones entre las que se encuentran los bienes vinculados a la generación de energía, en los términos que establezca la Secretaría de Energía. La Resolución 671/2023 de la Secretaría de Energía (la “Resolución 671”) determinó cuáles serían tales bienes. En este caso, la alícuota del Impuesto PAIS será del 7,5%. El Decreto 29/2023 aumentó la alícuota al 17,5%.

Asimismo, mediante la Resolución N°714/2023 de la Secretaría de Energía (la “Resolución 714”) se

dispuso que el Impuesto PAIS no será aplicable a: (1) la importación de bienes con destino a obras vinculadas a la generación de energía eléctrica, cuyos interesados cuenten con financiación del exterior para efectuar el pago de sus importaciones; y (2) bienes vinculados con la misma finalidad a la indicada en el punto (1), cuyos interesados, no contando con financiación del exterior para efectuar el pago de sus importaciones, cumplan el requisito dispuesto en el último párrafo del artículo 1° de la Resolución 671 debiendo identificar la obra de que se trate, conforme lo establecido por la normativa. Adicionalmente, en el caso de obras vinculadas a la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables, las disposiciones mencionadas solo aplicarán a los proyectos individualizados en el Anexo I de la Resolución 714. A fin de cumplir con lo mencionado, la Secretaría de Energía elaborará una nómina de importadores de las mercaderías comprendidas en este marco, que será comunicada a la Dirección General de Aduanas, quien instrumentará las medidas pertinentes para garantizar la identificación y la trazabilidad de las mercaderías incluidas. La Resolución 714 no aplicará si la importación de los bienes es exceptuada del pago del impuesto por otra norma en la que no se prevean tales exigencias, en cuyo caso esta última norma será de aplicación.

En el caso de operaciones de importación de mercaderías, el Decreto 377 aclara que la AFIP podrá establecer un pago a cuenta de hasta el 95%, que se abonará en los términos y condiciones que fije ese organismo.

Finalmente, el Decreto 377 aclara que las importaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS comprenden expresamente a:

- (i) las destinaciones definitivas de importación para consumo, incluyendo las que se perfeccionen en la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur;
- (ii) la introducción de la mercadería al área de zona franca, incluyendo la correspondiente a la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur; y
- (iii) las destinaciones suspensivas de importación temporaria que se efectúen en los términos del Decreto N°1330/2004 (mercaderías para recibir un perfeccionamiento industrial) o del Decreto N°688/2002 (mercaderías para ser transformadas y exportadas con un alto valor agregado), en ambos casos, excepto que se abone el precio de la operación que originó la importación con posterioridad a la liquidación de las divisas por la exportación definitiva para consumo relacionada con aquella o que se financien con una prefinanciación o anticipo del exterior. Sin perjuicio de ello, el Decreto 14/2024 dejó sin efecto el Impuesto PAIS para estas destinaciones.

Asimismo, mediante la Resolución General 5393, publicada el 25 de julio de 2023 en el Boletín Oficial, entre otras cuestiones, la AFIP (i) modificó el régimen de percepciones del impuesto a las ganancias y a los bienes personales en operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS y el régimen de percepción del Impuesto PAIS; y (ii) incorporó un nuevo pago a cuenta del Impuesto PAIS, que será del 28,5% para la importación de las mercaderías incluidas en el Anexo I del Decreto 99/2019, y del 7,125% (actualmente del 16,625% conforme la Resolución General 5464 de AFIP) para las mercaderías incluidas en el Nomenclador Común del Mercosur (salvo ciertas excepciones).

Mediante la Resolución General N°4815/2020 (según esta fuera modificada por la Resolución General N°5232/2022) (la “Resolución General 4815”), la AFIP implementó un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por este impuesto, destinado a adelantar el ingreso de las obligaciones correspondientes al impuesto a las ganancias o al impuesto sobre los bienes personales, según corresponda. El régimen de percepción aplica a los residentes en el país que realicen una operación alcanzada por el Impuesto PAIS, salvo ciertas excepciones como la adquisición en el exterior de materiales de equipamiento y demás bienes destinados a la lucha contra el fuego y la protección civil de la población.

Finalmente, mediante la Resolución General 5463/2023 de la AFIP se introdujeron diversas a la Resolución 4815. Entre tales modificaciones se encuentra la reducción y unificación en el 30% de la alícuota del régimen de percepción a cuenta de los impuestos a las Ganancias y sobre los Bienes Personales que se aplica sobre ciertas operaciones alcanzadas por el Impuesto PAIS (anteriormente las percepciones eran del 100% de impuesto a las ganancias y 25% de impuestos sobre los bienes personales).

Atento a ello, también la norma comentada modificó el artículo 6° de la Resolución General 4815, en tanto dejó establecido que los responsables monotributistas podrán computar dichas percepciones en bienes personales (siempre que sean contribuyentes del mismo), y el resto de los contribuyentes en el impuesto a las ganancias, dejando sin efecto los párrafos de dicho artículo que atribuían otras imputaciones

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 AFIP, 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 imposables, 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 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\$45, y los derechos de exportación estarán alcanzados a una alícuota del 8% si tal precio es igual o superior a US\$60. En caso de que el Precio Internacional sea superior al Valor Base (US\$45) e inferior al Valor de Referencia (US\$60) 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 descritos 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 disminuyó un 2,5% en 2018, disminuyó un 2,0% en 2019 y un 9,9% en 2020, aumentó un 10,4% en 2021 y un 5,2% en 2022. Asimismo, conforme a datos preliminares del INDEC, el PBI aumentó un 1,4% en el primer trimestre de 2023, disminuyó un 4,9% en el segundo trimestre de 2023, y disminuyó un 0,8% en el trimestre de 2023, medido en forma interanual. El PBI desestacionalizado del tercer trimestre de 2023, con respecto al segundo trimestre de 2023, arroja una variación de 2,7%, mientras que la tendencia ciclo mostró una variación de 1,4%. El Fondo Monetario Internacional (“FMI”), en su informe sobre las Perspectivas de la Economía Mundial, prevé una disminución del 2,8% del PBI de la Argentina para 2024.

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 del gobierno; (vi) los niveles de deuda pública del gobierno; (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 22 de octubre de 2023 se celebraron las elecciones presidenciales en la Argentina. De acuerdo a los resultados, Unión por la Patria obtuvo el 36,68% de los votos, mientras que La Libertad Avanza y Juntos por el Cambio obtuvieron el 29,98% y 23,83%, respectivamente. Como consecuencia de ello, el 19 de noviembre de 2023, se produjo el balotaje entre Javier Milei y Sergio Massa, resultando electo Javier Milei como Presidente de la Nación con un 55,69%, y asumiendo el cargo el 10 de diciembre de 2023.

Desde la asunción a su cargo, el actual gobierno ha anunciado y/o implementado diferentes reformas económicas y políticas, entre las que se encuentran el dictado del Decreto 70. Para más información, véase “*Antecedentes Financieros de la Sucursal—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Sucursal—Medidas recientes del Gobierno Argentino*” en este Prospecto. A la fecha, no puede predecirse el impacto que estas medidas, y las próximas que adopte el gobierno, tendrán sobre la economía argentina en general y en el área energética en particular.

La incertidumbre política en Argentina respecto de las medidas adoptadas y que podría adoptar el gobierno en el futuro podría causar volatilidad en los precios de mercado de valores negociables de emisoras argentinas, y en su caso generar un efecto sustancialmente adverso en la economía o en la habilidad de la Argentina de cumplir con sus obligaciones, lo que podría afectar la condición financiera y los resultados de las operaciones 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 continúa enfrentando altas presiones inflacionarias. El índice de precios internos al por mayor (“**IPIM**”) reportado por el INDEC aumentó un 35,4%, 51,3%, 94,8% y 276,4% en 2020, 2021, 2022 y 2023, respectivamente. Adicionalmente, el IPC aumentó un 36,1%, 50,9%, 94,8% y 211,4% en 2020, 2021, 2022 y 2023, respectivamente. De acuerdo con la última información publicada por el INDEC, en enero y febrero de 2024 el IPC aumentó un 20,6% y 13,2%, respectivamente, mientras que en enero y febrero de 2024 el IPIM aumentó un 18,0% y un 10,2%, respectivamente.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno de crear condiciones que impulsen el crecimiento. 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, lo cual 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 2015, el peso perdió aproximadamente 52% de su valor con respecto al Dólar Estadounidense, incluyendo una depreciación del 37,3% durante el último trimestre de 2015, principalmente concentrada en el mes de diciembre cuando el gobierno anterior flexibilizó las restricciones cambiarias. En 2020, 2021, 2022 y 2023 el peso se depreció 29%, 21,3%, 41,8% y 78,09%, respectivamente, con respecto al Dólar Estadounidense. Al 9 de abril de 2024, el tipo de cambio vendedor del Dólar Estadounidense Divisa del Banco de la Nación Argentina era de Ps. 864,500 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. Las normas existentes al 2011, más las reglamentaciones establecidas en 2012 que sujetaron otras operaciones cambiarias a la previa aprobación por parte de las autoridades impositivas argentinas o del Banco Central, restringieron significativamente el

acceso al mercado cambiario por parte de las personas humanas y las entidades del sector privado. Estas medidas también incluyeron restricciones informales que limitaban la compra de moneda extranjera por parte de residentes y empresas locales a través del mercado de cambios para realizar pagos al exterior, tales como dividendos y pagos de importaciones de bienes y servicios. 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. El 27 de diciembre de 2019, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6854 que dispone que los controles de cambios implementados bajo el texto ordenado de la Comunicación “A” 6844 (según fuera modificada, complementada y/o reglamentada de tiempo en tiempo) continuarán vigentes de forma indefinida luego del 31 de diciembre de 2019 (la “Comunicación “A” 6844”).

El gobierno argentino podría continuar manteniendo 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.

Con el objeto de fortalecer las reservas internacionales del Estado Nacional y reducir la volatilidad en el mercado de cambios, en mayo de 2018, el gobierno nacional inició conversaciones formales con el FMI para obtener respaldo financiero.

En junio de 2018, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó un acuerdo *stand-by* con Argentina y realizó el primer desembolso por un monto de US\$15.000 millones. En septiembre de 2018 el gobierno argentino anunció un nuevo acuerdo técnico con el FMI que preveía un incremento del monto total disponible en el marco del acuerdo *stand-by* a US\$57.100 millones hasta 2021 (el “Acuerdo con el FMI”), de los cuales fueron desembolsados US\$44.100 millones. Adicionalmente, luego de las elecciones presidenciales de 2019, la administración de Alberto Fernández anunció su intención de renunciar al tramo remanente de US\$11 mil millones bajo el Acuerdo con el FMI y de renegociar los términos del mismo. En agosto de 2020 las autoridades del FMI y del gobierno argentino anunciaron que la Argentina había solicitado formalmente el inicio de conversaciones para renegociar los acuerdos vigentes entre la Argentina y el FMI.

El 28 de enero de 2022, el gobierno argentino junto con el FMI anunciaron un principio de acuerdo técnico sobre políticas clave como parte de sus discusiones sobre un programa respaldado por el FMI. Con fecha 3 de marzo de 2022, la Argentina y el FMI anunciaron que habían alcanzado un acuerdo técnico sobre las políticas económicas y financieras respaldadas por un acuerdo en el marco del Servicio Ampliado del FMI (“SAF”) de 30 meses, con acceso solicitado de Derechos Especiales de Giro (“DEG”) por 31.914 millones (equivalente a US\$45.000 millones o equivalente al 1000 por ciento de la cuota de la Argentina). Con fecha 17 de marzo de 2022, el SAF fue aprobado por el Congreso Nacional, mientras que con fecha 25 de marzo de 2022 el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el SAF, que incluyó un desembolso inmediato de DEG 7.000 millones (equivalente a US\$9.656 millones).

Durante enero de 2024 el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas alcanzaron un *staff agreement* sobre la séptima revisión en el marco del acuerdo SAF, el cual fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI con fecha 31 de enero de 2024, habiéndose producido un desembolso inmediato de US\$ 4.700 millones, lo que se espera que permita a la Argentina cubrir pagos bajo el SAF hasta mayo del 2024. Para más información véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Negociaciones con el FMI*” en este Prospecto.

En el supuesto de que el Estado Nacional no cumpla con los términos del nuevo acuerdo con el FMI, la Argentina podría incurrir en un incumplimiento respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podrían verse adversamente afectadas. Para más información véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Negociaciones con el FMI*” en este Prospecto.

Las reservas internacionales del Estado Nacional ascendían a US\$28.765 millones al 5 de abril de 2024. Sin perjuicio de ello, las futuras medidas del gobierno argentino podrían reducir el nivel de reservas internacionales depositadas en el Banco Central.

La disminución de los precios internacionales de los principales commodities exportados por la

Argentina podría afectar negativamente la situación económica del país

La recuperación económica de la Argentina desde la crisis de 2001 y 2002 ocurrió en el contexto de un significativo aumento en los precios internacionales de los principales bienes primarios exportables del país, tales como la soja y otras oleaginosas.

Los altos precios de los *commodities* (tales como la soja) contribuyeron al aumento de los ingresos por exportaciones argentinas, y al incremento de los ingresos fiscales del gobierno argentino, principalmente producto de los ingresos por las retenciones a las exportaciones de tales productos.

En esta línea, las presiones inflacionarias, la guerra entre Ucrania y Rusia y complicaciones en la cadena de suministros 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. A medida que dichas presiones fueron cediendo y la cadena de suministros normalizándose, los precios internacionales de los *commodities* comenzaron a bajar.

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.

Por otra parte, el 12 de febrero de 2020 el Congreso aprobó la Ley N°27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera (la “Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública”) que otorgó al Poder Ejecutivo Nacional amplios poderes para reestructurar la deuda pública emitida bajo ley extranjera, a fin de poder realizar cualquier acto necesario para completar el proceso.

Adicionalmente, el 12 de febrero del 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°141/2020 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.

En el marco de la Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública, 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. Las negociaciones con los acreedores continuaron y la referida propuesta fue varias veces modificada y prorrogada. 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 del Bono Global 2021, 2026 y 2046.

Sin embargo, el 3 de agosto de 2020 el gobierno argentino informó que se llegó a un principio de acuerdo entre el gobierno argentino y 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, que les permitirá a los miembros de los tres grupos de acreedores apoyar la propuesta de reestructuración de deuda de la Argentina y otorgarle al país un alivio de deuda significativo (el “Acuerdo Preliminar”).

De conformidad con el Acuerdo Preliminar, entre otras mejoras, el gobierno argentino ajustó algunas de las fechas de pago contempladas para los nuevos bonos establecidas en la propuesta presentada por la

Argentina ante la SEC aumentando el valor de la propuesta para los acreedores. El 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que obtuvo 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.

Por otro lado, durante 2021 el gobierno argentino entabló conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, debido al vencimiento previsto el 30 de mayo de 2021 por un total de US\$ 2.300 millones, que contaba un período de gracia de 60 días. En octubre de 2022 el Ministro de Economía del gobierno argentino anunció que se había llegado a un acuerdo con el Club de París para 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.

En enero de 2024 el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas alcanzaron un *staff agreement* sobre la séptima revisión en el marco del acuerdo SAF, el cual fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI con fecha 31 de enero de 2024, habiéndose producido un desembolso inmediato de US\$ 4.700 millones, lo que se espera que permita a la Argentina cubrir pagos bajo el SAF hasta mayo del 2024. 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*” y “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera— Negociaciones con el FMI*” en este Prospecto.

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 podría volver a atravesar un proceso de reestructuración de deuda. 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 encuentren listadas, han sido desde entonces administrados por la ANSES. 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 Estados Unidos resolvió condenar al Gobierno Argentino por la forma en que expropió las acciones de Repsol en YPF imponiendo el pago de una multa.

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. En gran parte en respuesta a la inflación, el gobierno anterior aumentó en diversas oportunidades el salario mensual mínimo. En este sentido, las Resoluciones del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil N°4/2024 y N°5/2024 dispusieron el aumento del salario mínimo vital y móvil escalonado de la siguiente forma: (i) Ps. 180.000 a partir del 1° de febrero

de 2024; y (ii) Ps.202.800 a partir del 1° de marzo de 2024.

Debido a los elevados índices de inflación, los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, continúan experimentando fuertes presiones para un mayor 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 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. Adicionalmente, la normativa emitida desde la asunción del nuevo gobierno prevé una serie de modificaciones a la legislación laboral de la Argentina. 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 desde 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, los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, argumentando que 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 República Argentina con vencimiento en 2035 emitidos bajo legislación inglesa iniciaron acciones judiciales en virtud de 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 posibilidad de ejecutar la sentencia inicial hasta tanto se resuelva la apelación. 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), 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, pueden impactar negativamente en la economía argentina.

Asimismo, 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”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto. En noviembre de 2020, el Parlamento Europeo a través del Comité de Comercio Internacional anunció el rechazo de la Unión Europea al acuerdo con el Mercosur. A la fecha del presente Prospecto, el acuerdo no ha sido ratificado y las partes se encuentran negociando posibles alternativas.

En el pasado, las economías en desarrollo se han visto afectadas por el cambio en la política monetaria de Estados Unidos, 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, podría resultar más dificultoso y oneroso para las economías en desarrollo, entre ellas Argentina, tomar capitales en préstamo y refinanciar la deuda existente, lo que afectaría negativamente su crecimiento económico.

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial.

En marzo de 2020, tras el fracaso en las negociaciones sobre los precios del petróleo entre la Organización de Países Exportadores de Petróleo (la “OPEP”) y Rusia, el precio del petróleo 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 de mayo.

Finalmente, el conflicto armado entre Rusia y Ucrania ha afectado y podría continuar afectando a otros países mundialmente, generando aumentos en los precios internacionales del petróleo, del gas y de los *commodities*, incluyendo aquellos que produce la Argentina. Asimismo, si bien por el momento el conflicto es regional, su eventual expansión a otros países limítrofes miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (“OTAN”) podría escalar el conflicto internacionalmente.

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 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 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 de la sección “Factores de Riesgo” 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 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 de energía 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

Las medidas adoptadas por el gobierno argentino han impactado en los precios internos de los productos de petróleo y gas, 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 continúan estando sujetos a reglamentaciones del gobierno, teniendo en cuenta principalmente los precios del gas para consumidores residenciales, que están sujetos a intervención gubernamental y subsidios. Con respecto al mercado del gas natural, los precios del gas natural en Argentina siguen estando sujetos a la regulación gubernamental, principalmente los precios del gas para los consumidores residenciales.

El gobierno ha adoptado 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 pueden tener un efecto 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 de compensación e incentivo patrocinados por el gobierno afectan la viabilidad de inversiones en 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 los programas de compensación e incentivo tienen, y medidas análogas adoptadas por el gobierno argentino en el futuro podrían tener, un efecto adverso 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 los últimos tiempos, el gobierno argentino ha adoptado 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 o regionales. La Ley de Hidrocarburos permite las exportaciones de petróleo en la medida en que no sean necesarios para el mercado local. En el caso del gas natural, la Ley N°24.076 y las reglamentaciones relacionadas requieren que se tomen en consideración las necesidades del mercado local al autorizar las exportaciones de gas natural. Si bien se ha levantado la suspensión de solicitudes de exportación que estaba vigente desde el año 2004 y existe una nueva regulación que habilita solicitudes de exportación firmes de largo plazo, las autorizaciones de exportación otorgadas a la fecha han sido todas otorgadas con carácter interrumpible.

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Sucursal, requieren actualmente la autorización previa de la Secretaría de Energía de la Nación en virtud de un régimen establecido bajo la Resolución de la SE N°241-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

En el pasado, los aranceles sobre las exportaciones de hidrocarburos impidieron a las empresas beneficiarse de importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo.

Si bien el gobierno argentino había eliminado los aranceles a las exportaciones de hidrocarburos, incluido el petróleo crudo, en septiembre de 2018 fueron restaurados al 12%, con un umbral de Ps.3 o Ps.4 por Dólar Estadounidense dependiendo del producto. Adicionalmente, el artículo 52 de la Ley de Solidaridad, entre otras cuestiones, estableció que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento del valor imponible o del precio oficial FOB (libre a bordo o *free on board*). Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional podrá fijar alícuotas inferiores, según lo establecido en dicha normativa.

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, gas y productos de petróleo relacionados pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Sucursal

Los precios internacionales y regionales del petróleo y gas 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 relacionados son: los acontecimientos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, en especial Medio Oriente y 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 y productos relacionados; 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.

Adicionalmente, la volatilidad que experimentó el precio del petróleo en los últimos años fue generada por, entre otros factores, un cambio en la dinámica de las relaciones entre los miembros de la OPEP, las consecuencias de la pandemia del coronavirus COVID-19, y el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania. Durante los años 2023 y 2022, el precio promedio del barril de petróleo Brent fue aproximadamente de 82 y 99 dólares por barril, respectivamente. Entre el 1 de enero de 2024 y la fecha de del presente Prospecto el precio promedio del barril de petróleo Brent fue aproximadamente 87 dólares por barril.

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.

Asimismo, una caída significativa en los precios del petróleo, gas 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 y gas podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Emisora

La producción de los yacimientos de petróleo y gas 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 fueron preparadas de acuerdo con los requisitos y pautas de estimación y revelación de reservas de petróleo y gas emitidas por la SEC. Las estimaciones de reservas probables y posibles fueron preparadas utilizando metodología publicada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo. La ingeniería de reservas de petróleo y gas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo y gas 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 y gas 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 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 y gas 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.

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 y gas y podría afectar en forma adversa los resultados de sus

operaciones

La capacidad de la Sucursal para explotar económicamente sus reservas de petróleo y gas depende, entre otros factores, de la disponibilidad de la infraestructura de transporte necesaria en condiciones comercialmente aceptables para transportar el petróleo y el gas 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. Comúnmente, el petróleo se transporta por oleoductos y buques cisterna hasta las refinerías, y el gas 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, y producción y refinación de petróleo y gas pueden 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 hallan sujetas 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 en las actividades de petróleo y gas 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 N°419/1998 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 N°419/1998, 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 la Sucursal 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 contaminación, 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 desfase 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 81% de la producción de petróleo de la Sucursal en 2023 y el 29% de su producción de gas natural en el año 2023 provino del área Cerro Dragón, ubicada en la Provincias del Chubut y en la Provincia de Santa Cruz, y el 67% de las reservas probadas totales de la Sucursal al 31 de diciembre de 2023 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 la Sucursal, 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 hacemos todo lo que está a nuestro 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 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 inesperada o desproporionalmente 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 2023, 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 una base de 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 difícil y tomar 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 la pandemia generada por el coronavirus COVID-19, hubo un aumento exponencial en ataques deliberados a los sistemas informáticos. 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 para las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse un mercado, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o mantiene un mercado de negociación, 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, 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, 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, o un hecho adverso en un mercado emergente, pueden 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 y “*Términos y Condiciones Adicionales de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales*” en el presente. 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 nuevos controles 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.

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 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 prácticas 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—Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo—Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora*” 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 *casing 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 de 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 de 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, refinería 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 ambiental⁴⁶

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 las emisiones atmosféricas y 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 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. Los programas de gestión ambiental y social de *Upstream* se llevan a cabo de acuerdo con las Normas de Desempeño de la 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. Todas estas instalaciones renovaron sus certificaciones en 2020 y 2021.

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 2023. 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 0,034 sobre un total de 35.042 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 2023:

Indicador de seguridad (<i>Upstream</i> y <i>Downstream</i>)	Pan American	ARGENTINA	
		<i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>
TRICF ⁽¹⁾ Frecuencia total de casos con lesiones laborales registrables ⁽¹⁾	0.034	0.041	0.019

⁴⁶ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

		ARGENTINA	
Indicador de seguridad (<i>Upstream</i> y <i>Downstream</i>)		Pan American	
		<i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>
TRIC ⁽²⁾	Casos totales accidentes personales registrables ⁽²⁾	6	1
TVICF ⁽³⁾	Frecuencia total de casos de incidentes vehiculares ⁽³⁾	0.029	0.000
TVIC ⁽⁴⁾	Casos totales de incidentes vehiculares ⁽⁴⁾ ..	5	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 2023.

(3) Cantidad total de accidentes laborales vehiculares por cada 1.000.000 km recorridos.

(4) Cantidad total de accidentes vehiculares registrados durante 2023.

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 operador (OEE, por sus siglas en inglés) 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 *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 Empresaria⁴⁷

La Sucursal opera de acuerdo con su Política de Operación Sustentable, la cual fue actualizada en julio de 2023. 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

⁴⁷ Nota: Corresponde a información interna de la Sucursal.

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 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 (i.e., las áreas Cerro Dragón, áreas de la Cuenca Neuquina y Cuenca Marina Austral).
- *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 de 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 de 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, así como en otros países que puedan ofrecer oportunidades atractivas en el futuro. Considerando las fortalezas comerciales de la Compañía desarrolladas a lo largo del tiempo, Pan American ha ingresado al sector energético mexicano a través de la construcción y operación de un campo petrolero *off-shore*, en línea con su estrategia de crecimiento de diversificación geográfica. Pan American también está comprometida a desarrollar el segmento de energía renovable en Argentina con presencia regional mediante el desarrollo de un parque eólico en Brasil.
- *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 2023, la Emisora invirtió US\$22,1 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 líderes en el mercado de hidrocarburos. En el año 2023, aportó aproximadamente el 13% 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 2023, la Emisora ocupaba el primer lugar en la Argentina en términos de reservas probadas. Sobre la base de su producción correspondiente a 2023, las reservas probadas netas estimadas de la Emisora al 31 de diciembre de 2023 representaban una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 22 años. Al mismo tiempo, durante los últimos cinco años (2019-2023), la Emisora alcanzó un índice de reposición de reservas del 147%. 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 2023. 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 90% de petróleo crudo pesado el cual es mayormente abastecido por su negocio de *Upstream*, lo que le permite obtener mayor eficiencia y márgenes de refinación más elevados. Según información publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2023, el 32% del petróleo crudo producido en la Argentina es petróleo pesado y el 63% es petróleo crudo Medanito. Ambos tipos de petróleo crudo se producen en cantidades que superan el volumen de consumo local. Durante el 2023 se exportó el 13% de la producción de petróleo crudo Escalante y el 21% de la producción de petróleo crudo Medanito. La Emisora exportó el 21% 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 568 estaciones de servicio y 64 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. Rodolfo A. Díaz, CUIT: 20-06902425-5. El Sr. Díaz es Representante Legal de la Sucursal desde el 3 de diciembre del 2010 y su designación hasta el 31 de marzo de 2024 fue inscripta en la IGJ el 12 de abril de 2021, bajo el N° 205 del Libro 62, Tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero. El mandato del Sr. Díaz fue renovado por el Consejo de Administración de Pan American con fecha 15 de febrero de 2024 y en la misma fecha, además, se designó al Sr. Gonzalo Fratini Lagos, CUIT: 20-23235125-0, en su cargo de Representante Legal, en ambos casos con actuación individual e indistinta y con efecto a partir del 1 de abril de 2024 y hasta el 31 de marzo de 2027. Esta última renovación de mandato y designación se encuentra en proceso de inscripción.

El Sr. Díaz también se desempeña como Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Mendoza y tiene estudios de posgrado en ciencias sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales de Santiago, Chile. Con anterioridad a su ingreso a la Sucursal, se desempeñó como Ministro de Trabajo de la Nación, Convencional Nacional Constituyente por Mendoza y Procurador del Tesoro de la Nación. Fue *Research Fellow* en la *Kennedy School of Government* de la Universidad de Harvard, así como *Fellow* y *Associate* del *Weatherhead Center for International Affairs* de la misma universidad. Es académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina.

El Sr. Gonzalo Fratini Lagos es el Vicepresidente de Asuntos Legales de la Sucursal. Ocupó diversos cargos gerenciales en Pan American, incluyendo el de Gerente Ejecutivo de Cumplimiento de Negocios. El Sr. Gonzalo Fratini Lagos es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un máster en derecho de Columbia University School of Law.

A continuación se detallan los datos de los Representantes Legales de la Sucursal:

Nombre	DNI	Domicilio Constituido	Fecha de su Última Designación en el Cargo
Rodolfo A. Díaz	6902425	Av. Leandro N. Alem 1180 (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina	15 de febrero de 2024
Gonzalo Fratini Lagos	23235125	Av. Leandro N. Alem 1180 (C1001AAT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina	15 de febrero de 2024

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)	51	23/01/2018
Francisco Villarreal	20-96117067-3	Director de Asuntos Financieros (CFO)	58	01/01/2021
Xiao Zongwei	20-95890049-0	Vicepresidente Ejecutivo Sr. (COS)	58	1/07/2018
Fausto Caretta	20-22675315-0	Director Gerente de Operaciones <i>Upstream</i>	51	01/12/2023
Luis Alberto Aires Dupre	20-96106469-5	Director Gerente de Operaciones <i>Downstream</i>	57	01/01/2021
Juan M. Bulgheroni	20-24042771-1	Vicepresidente de Estrategia y Planeamiento <i>Upstream</i>	49	30/10/2011
Pablo V. Braul	20-22943263-6	Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Sur	51	01/01/2020
Rodolfo A. Díaz	20-06902425-5	Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo	80	30/10/2011

Nombre	DNI/CUIL/CUIT	Cargo	Edad	Fecha de Designación
Damián Schnir	20-16893558-8	Vicepresidente de Auditoría Interna	59	19/02/2018
Daniel F. Felici	20-24030078-9	Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones <i>Upstream</i>	49	23/11/2015
		/ Asuntos Públicos Corporativos		
Gonzalo Fratini Lagos	20-23235125-0	Vicepresidente de Asuntos Legales	50	01/12/2017
Rodolfo E. Berisso	20-12274292-0	Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas	67	01/11/2012
Romina Cavanna	27-21535295-7	Vicepresidente de Recursos Humanos	53	01/04/2015
Rodrigo Miguel Ramacciotti	20-20803458-9	Vicepresidente de Relaciones Laborales	54	01/10/2008
Rafael Machín	20-17362951-7	Vicepresidente Ejecutivo de Planeamiento y Economía	58	01/05/2013
Ruben A. Morgani	20-18521983-7	Vicepresidente de Salud, Seguridad y Ambiente (HSE)	56	01/10/2021
Agustín Agraz	20-24551558-9	Vicepresidente de Relaciones Institucionales de Operaciones <i>Downstream</i>	48	23/01/2018
Rodolfo Freyre	20-24560841-2	Vicepresidente de Gas y Desarrollo de Negocios	48	12/02/2015
Marcelo A. Gioffre	20-16930225-2	Vicepresidente de Compras	59	15/01/2015
Adrián H. Suarez	20-14976533-7	Vicepresidente de Construcciones y Proyectos Mayores de Ingeniería	61	01/05/2019
Sandra L. Yachelini	27-16031300-0	Vicepresidente de Ventas y Marketing de <i>Downstream</i>	61	25/09/2017
Arturo D. Mouriño	20-27778538-3	Vicepresidente de Operaciones <i>Downstream</i>	44	01/01/2021
Diego M. Maffeo	20-20891545-4	Vicepresidente de Transformación y Tecnología	54	06/09/2021
Daniel G. Ciaffone	23-18046969-9	Vicepresidente de Abastecimiento Integrado y Trading	57	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 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 economista egresado de The London School of Economics and Political Science (LSE) e inició su carrera en BP en 1990 en Londres, donde tuvo diversas asignaciones en Tesorería, M&A y Químicos. Además, trabajó en distintas áreas de Tesorería y Finanzas en Moscú, Singapur y Madrid.

Xiao Zongwei. El Sr. Zongwei se desempeña como *Chief of Staff* (COS) de Pan American desde julio 2018 y ha trabajado con China National Offshore Oil Corporation (“CNOOC”) por 37 años. El Sr. Zongwei es ingeniero egresado del Instituto de Petróleo de Daquin.

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.

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.

Pablo V. Braul. El Sr. Braul es Vicepresidente de Operaciones de Producción Áreas del Sur desde octubre de 2020. Ha ocupado diferentes cargos en Pan American desde enero de 2007. El Sr. Braul tiene experiencia en la industria del petróleo y gas desde 1996, trabajando para Perez Companc S.A. y para Petrobras Argentina SA. El Sr. Braul es ingeniero químico de la Universidad Nacional del Sur.

Rodolfo Díaz. El Sr. Díaz es el Vicepresidente de Ética y Cumplimiento Normativo de la Sucursal. Trabaja en Pan American desde el año 2008. Es graduado de la Facultad de Derecho de la Universidad de Mendoza y tiene estudios de posgrado en ciencias sociales en el Instituto Latinoamericano de Doctrina y Estudios Sociales de Santiago, Chile. Ha sido Ministro de Trabajo de la Nación, Convencional Nacional Constituyente por Mendoza y Procurador del Tesoro de la Nación. Fue *Research Fellow* de la *Kennedy School of Government*, así como *Fellow* y *Associate* del *Weatherhead Center for International Affairs* en la Universidad de Harvard. Es académico titular de la Academia Nacional de Ciencias Morales y Políticas de la República Argentina.

Damián Schnir. El Sr. Schnir es el Vicepresidente de Auditoría Interna desde 2018. Posee más de 15 años de experiencia en la Industria de Gas y Petróleo, y también se desempeñó como Director de Auditoría en McDonald's. El Sr. Schnir es Licenciado en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires.

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 Fratini Lagos. El Sr. Fratini Lagos es el Vicepresidente de Asuntos Legales 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 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 UADE y cuenta con un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de San Andrés.

Rodrigo Miguel Ramacciotti. El Sr. Ramacciotti es el Vicepresidente de Relaciones Laborales de la Sucursal. Anteriormente, ocupó cargos gerenciales en San Antonio Internacional GP Investments y Pride Internacional. El Sr. Ramacciotti es abogado egresado de la Universidad Católica de Rosario.

Rafael Machín. El Sr. Machín es el Vicepresidente de Planeamiento y Economía de la Sucursal. El Sr. Machín es ingeniero industrial egresado de la Universidad Católica Argentina y tiene un máster en Comercio Internacional de la Universidad de Belgrano.

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 Compras desde 2015. Anteriormente se desempeñó como Vicepresidente de Auditoría Interna desde 2011. 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.

Adrián H. Suárez. El Sr. Suárez es el Vicepresidente de Construcciones y Proyectos Mayores de Ingeniería desde 2019. Antes ocupó la posición de CEO de Axion Energy y Vicepresidente de Compras en Pan American Energy. El Sr. Suárez es Ingeniero Civil egresado de la Universidad de Buenos Aires.

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 Operaciones *Downstream* de la Sucursal 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 Master 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 Master 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
Xiao Zongwei	Director
Liu Yongjie	Director
Joaquín Fernando Oliveira Moutinho	Director
Eric Leslie Nitcher	Director
Luis Alberto Aires Dupre	Director

A continuación se incluye una breve descripción biográfica del Directorio de Pan American Energy Group.

Alejandro P. Bulgheroni. Se desempeña como presidente y director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. Con anterioridad se desempeñó como presidente de Pan American desde 1997 y miembro de su Comité de Dirección. Es Presidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires.

William Lin. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Executive VP Regions, Corporates & Solutions en BP. Cuenta con amplia experiencia en la industria energética, con más de 30 años de trayectoria. El Sr. Lin es ingeniero y tiene un master de la State University of New York en Stony Brook.

Marcos Bulgheroni. Se desempeña como director y Director Ejecutivo (CEO) de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Director Ejecutivo (CEO) de Pan American y Vicepresidente de BEH. El Sr. Bulgheroni es economista egresado de la Universidad de Yale y tiene un Máster en Administración de Empresas (MBA) de la Columbia Business School.

Xiao Zongwei. El Sr. Zongwei se desempeña como director Pan American Energy Group desde julio 2018 y ha trabajado en CNOOC por más de 30 años. El Sr. Zongwei es ingeniero egresado del Instituto de Petróleo de Daqing.

Liu Yongjie. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde enero de 2018. También es Presidente de CNOOC International Ltd. El Sr. Yongjie es ingeniero egresado del Southwestern Petroleum Institute.

Joaquín Fernando Oliveira Moutinho. Ha sido director de Pan American Energy Group desde diciembre de 2020. Adicionalmente, es VP Finance, Gas & Low Carbon Energy de BP. El Señor Oliveira es contador público egresado de la Universidad Andrés Bello de Venezuela y posee un MBA de Kelley School of Business de la Universidad de Indiana.

Eric Leslie Nitcher. Ha sido director de Pan American Energy Group desde diciembre de 2020. Posee el título de abogado de la Universidad de Kansas y cuenta con más de 30 años de experiencia en la industria energética. El Sr. Nitcher es Executive VP Legal de BP.

Luis Alberto Aires Dupre. Se desempeña como director de Pan American Energy Group desde marzo de 2018. Adicionalmente, es su Director Gerente de Operaciones *Downstream* desde enero de 2021 y tiene más de 30 años de experiencia en la industria energética y en BP. El Sr. Aires Dupre es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales egresado de la Universidad de Valencia.

Auditores

Los Estados Financieros de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023, 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. Asimismo, los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, que fueron preparados de acuerdo con las NIIF, han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembros independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative, una entidad de Suiza, 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 2021, 2022 y 2023 fueron los siguientes:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	Sociedad	Domicilio	Auditor Certificante
2021	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Mario A. Belardinelli
2022	KPMG	Bouchard 710 1° Piso	Augusto A. Damiani
2023	Price Waterhouse & Co S.R.L.	Bouchard 557 8° Piso	Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo

Mario A. Belardinelli, de KPMG, matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 266 y Folio 97. Su DNI es 22.134.328, su CUIT es 20-22134328-0.

Augusto R. Damiani, de KPMG, matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la C.A.B.A., bajo el Tomo 382 y Folio 118. Su DNI es 32.343.829, su CUIT es 20-32343829-4.

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 a los gerentes de primera línea de la Sucursal en el año 2023 ascendió a Ps.9.212 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 2021, 2022 y 2023, la Sucursal tenía 4.892, 5.020 y 5.299 empleados, respectivamente.

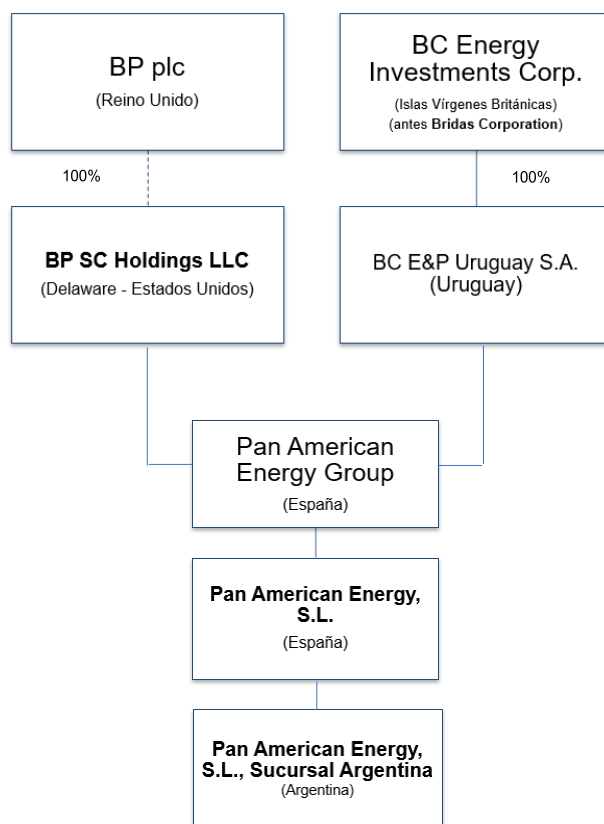
Aproximadamente el 56% de los empleados de la Sucursal están representados por los sindicatos que negocian convenios de trabajo y los salarios aplicables a la Sucursal. Si bien la Sucursal cuenta con políticas relacionadas con el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de sus contratistas, 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. Asimismo, en 2021, una subsidiaria de Pan American abrió sus oficinas en San Pablo con la intención de implementar un proyecto de energía renovable en Brasil.

En 2023, 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 de 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 ha comenzado a involucrarse 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 Bidas Corporation (“**BC**”). Por su parte, BC es de titularidad de Bidas Energy Holdings Ltd. (“**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 Caa1 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 Bidas Corporation (actualmente 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.

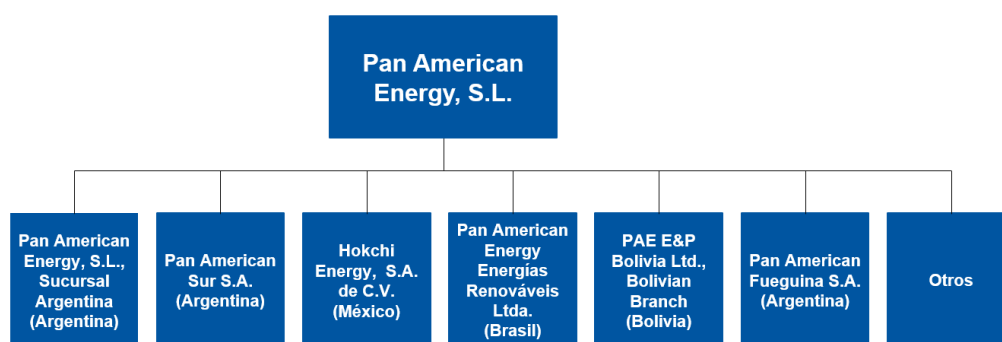
Con fecha 15 de octubre de 2021, Axion Argentina trasladó su domicilio social a Madrid, España, con mantenimiento de su personalidad jurídica, y posteriormente, con fecha 31 agosto de 2022, Pan American absorbió por fusión a Axion Argentina sucediendo íntegramente a título universal a esta última en 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 seis 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;
- 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 Wintershall DEA: 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 Energy Holdings S.A., la cual posee indirectamente participaciones en emprendimientos estratégicos secundarios, entre ellos, servicios de construcción para el sector de hidrocarburos, servicios de perforación, transporte de petróleo, instalaciones de almacenamiento y carga de petróleo y generación de energía;
- Pan American Fuegoína 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 Energías Renováveis Ltda., que posee, indirectamente, 10 vehículos de propósito especial creados para desarrollar y operar el proyecto 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⁾:



Incluye subsidiarias de propiedad absoluta. “Otros” incluye servicios de construcción y servicios petroleros y participaciones minoritarias en operaciones de *midstream*, *downstream* y proyectos de exploración de litio.

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 plc⁴⁸

BP es una de las compañías integradas de petróleo y gas más importantes del mundo, con un activo que supera los US\$280,3 mil millones y una capitalización de mercado de aproximadamente US\$100,1 mil millones al 31 de diciembre de 2023. Al 31 de diciembre de 2023, contaba con reservas netas probadas de 6,759 millones de boe, 55% de las cuales correspondían a petróleo y condensados. Durante 2023, su volumen promedio de producción diaria mundial alcanzó 1,1 mmbbl de petróleo crudo y 6,9 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 8 de marzo de 2024, bajo el siguiente link: <https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/regulatory-news-updates-and-filings/20f-and-sec-filings.html>.

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 2022, los estados financieros de BC indicaron ventas por US\$3,2 miles de millones y una ganancia neta por US\$248,4 millones. BC, es una sociedad incorporada bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, 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 incorporada bajo las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, 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.cnooc ltd.com/col/col7511/index.html>.

Diferencias en los derechos a voto

⁴⁸ Nota: La información incluida en la presente sección corresponde a información de registros públicos.

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 2023. Se detallan a continuación las operaciones y los saldos con sociedades relacionadas:

Operaciones

Por el ejercicio finalizado el 31 diciembre de 2023				
	Ventas	Servicios prestados	Compras y servicios recibidos	Intereses perdidos, neto
- Controladas por Pan American	1.082	4.332	32.957	(33.502)
- Otros	79.222	1.995	23.818	-
Total	80.304	6.327	56.775	(33.502)

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022				
	Ventas	Servicios prestados	Compras y servicios recibidos	Intereses perdidos, neto
- Controladas por Pan American	138	1.582	15.141	(15.535)
- Otros	14.028	19	17.921	—
Total	14.166	1.601	33.062	(15.535)

Saldos

Al 31 de diciembre de 2023					
	Otros créditos Corriente	Otros créditos No Corriente	Créditos por ventas Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por pagar Corriente
Controladas por Pan American					
En pesos	488	-	49	86.808	7.590
En Dólares Estadounidenses	4.601	9.685	-	34.675	14.916
Total	5.089	9.685	49	121.483	22.506
Otras:					
En pesos	267	-	-	-	918
En Dólares Estadounidenses	1.180	12.610	-	2.251	38.580
Total	1.447	12.610	-	2.251	39.498
En pesos	755	-	49	86.808	8.508
En Dólares Estadounidenses	5.781	22.295	-	36.926	53.496
Total	6.536	22.295	49	123.734	62.004

Al 31 de diciembre de 2022

	Otros créditos Corriente	Otros créditos No Corriente	Créditos por ventas Corriente	Préstamos Corriente	Cuentas por pagar Corriente
Controladas por Pan American					
En pesos	34	-	18	52.429	2.617
En Dólares	336	7.600	-	4.715	
Estadounidenses					3.654
Total	370	7.600	18	57.144	6.271
Otras:					
En pesos	4	—	—	-	123
En Dólares	246	—	—	1.771	6.617
Estadounidenses					
Total	250	—	—	1.771	6.740
En pesos	38	—	18	52.429	2.740
En Dólares	582	7.600	—	6.486	10.271
Estadounidenses					
Total	620	7.600	18	58.915	13.011

Las compensaciones del personal clave de la administración de la Sucursal son las siguientes:

	Por el ejercicio finalizado el	
	31/12/2023	31/12/2022
Beneficios de corto plazo	9.212	3.764
Total	9.212	3.764

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 2023 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022 y con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021, 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 3165144, 3015803 y 2864455, respectivamente.

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023 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

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembros independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative, una entidad de Suiza, 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 2023, 2022 y 2021. Las cifras están expresadas en millones de pesos.⁴⁹

1. Estado de Resultados y otros resultados

Información contable y financiera seleccionada de la Sucursal

⁴⁹ Nota: La información presentada se encuentra expuesta en los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora de la Sucursal al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 disponible en el Sitio Web de la CNV.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
INFORMACIÓN DEL ESTADO DEL RESULTADO			
INGRESOS			
Ventas netas y subvenciones del Gobierno	1.363.830	706.611	359.367
COSTOS Y GASTOS			
Costo de ventas	(1.005.887)	(491.022)	(256.891)
Gastos de exploración	(1.135)	(262)	(178)
Gastos de administración	(127.973)	(49.368)	(24.941)
Gastos de comercialización	(117.495)	(48.190)	(27.154)
Recupero de deterioro (deterioro) de activos no financieros, neto	30.309	(41.541)	6.927
Otros ingresos y (egresos) – neto	87.838	(1.956)	
RESULTADO OPERATIVO	229.487	74.272	57.130
Resultados financieros, netos	75.075	(5.708)	(18.367)
Deterioro neto de activos financieros	(3.407)	(689)	(862)
Otros ingresos y (egresos) – neto			2.328
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	301.155	67.875	40.229
Cargo por impuesto a las ganancias	(208.490)	(16.766)	(73.435)
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	92.665	51.109	(33.206)
RESULTADO INTEGRAL – GANANCIA	4.778.495	559.077	82.653
EBITDA	491.775	230.285	127.553
INTERESES GENERADOS POR PASIVOS	(180.396)	(66.706)	(31.400)

2. Estado de Situación Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
ACTIVO			
Activo corriente	1.031.028	239.676	113.634
Total del activo no corriente	10.216.921	2.101.418	1.208.987
Propiedad, planta y equipo	9.985.818	2.057.053	1.179.798
Otros activos no corrientes	231.103	44.365	29.189
Total del activo	11.247.949	2.341.094	1.322.621
PASIVO			
Total del pasivo corriente	1.165.606	307.287	189.934
Total del pasivo no corriente	4.112.605	827.749	485.655
Préstamos y otras deudas financieras y Obligaciones Negociables no corrientes	1.343.463	312.033	183.567
Otros pasivos no corrientes	2.769.142	515.716	302.088
Total del pasivo	5.278.211	1.135.036	675.589
Resultados no asignados – Casa Matriz	4.183.793	814.860	420.238
Capital asignado	222	222	222
Ajuste de capital	239	239	239
Otro resultado integral	1.759.687	364.940	200.536
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865	21.865	21.865
Reserva especial	3.932	3.932	3.932
PATRIMONIO	5.969.738	1.206.058	647.032
TOTAL DEL PASIVO MAS EL PATRIMONIO	11.247.949	2.341.094	1.322.621

3. Estado de cambios en el patrimonio

Para mayor información, véase la sección “*ANTECEDENTES FINANCIEROS DE LA SUCURSAL – puntos 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 2023, 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, 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 2023 y 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre		
	2023	2022	2021
	<i>(en millones de pesos)</i>		
Efectivo generado en (aplicado a)			
Actividades operativas	634.139	212.133	138.694
Actividades de inversión	(566.015)	(166.227)	(95.944)
Actividades de financiación	(68.868)	(47.124)	(33.053)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	196.175	23.548	4.794
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	195.431	22.330	14.491

a) Principales Indicadores Financieros

Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de					
	2023	% Aumento (Disminución)	2022	% Aumento (Disminución)	2021
(1) Margen bruto (% de ventas netas) (Ganancia bruta / Ventas netas)	26,2	(14,0)	30,5	7,0	28,5
(2) Margen operativo (% de Ventas netas) (Resultado operativo / Ventas netas)	16,8	56,0	10,5	(32,1)	15,9
(3) EBITDA (% de ventas netas) (EBITDA / Ventas netas)	36,1	9,7	32,6	(7,4)	35,5
(4) Índice de liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,88	13,4	0,78	30,4	0,60
(5) Inmovilización de capital (Activo no corriente / Total activo)	0,91	1,2	0,90	(1,8)	0,91
(6) Solvencia (Patrimonio / Total pasivos)	1,13	6,4	1,06	10,9	0,96
(7) EBITDA/ Intereses generados por pasivos	2,73	(21,7)	3,45	(14,3)	4,06
(8) Deuda financiera total/ EBITDA (anualizado)	3,27	84,1	1,79	(11,8)	2,01
(9) Deuda financiera corriente/ Deuda financiera total	0,25	(18,5)	0,31	(11,7)	0,35
(10) Deuda financiera total/ Capitalización total (valor en libros)	0,21	(16,7)	0,25	(10,4)	0,28
(11) Índice de rentabilidad	0,03	(56,3)	0,06	(204,5)	(0,05)

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 2023 (página 98).
- (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 2023 (página 98).
- (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 2023 (página 98).
- (7) Se calcula como el cociente entre el EBITDA y la suma de intereses generados por pasivos.
- (8) Se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto plazo y largo plazo) y el EBITDA anualizado.
- (9) Se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto plazo) y el total de préstamos (de corto y largo plazo).
- (10) Se calcula como el cociente entre el total de préstamos (de corto plazo y largo plazo) y el total de préstamos (de corto y largo plazo) más el Patrimonio.
- (11) La información relativa a los Índices de Rentabilidad correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido calculada considerando el resultado neto dividido por el patrimonio promedio al inicio y al cierre de cada ejercicio.

El siguiente cuadro contiene información clave sobre las operaciones de la Sucursal:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Total de reservas certificadas ⁵⁰ (mmbp)	2.364,3	2.392,3	2.445,6
Total de reservas probadas ⁵¹ (mmbp)	1.436,9	1.416,3	1.410,6
Producción diaria promedio (mbp) ⁽¹⁾	160,4	156,1	146,2
Ventas Netas y subvenciones ⁵² (en millones de Ps.)	1.363.830	706.611	359.367
EBITDA ⁵³ (en millones de Ps.)	491.775	230.285	127.533
Ganancia (Pérdida) Neta (en millones de Ps.) ⁵⁴	92.665	51.109	(33.206)
Adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles ⁵⁵ (en millones de Ps.)	564.157	166.493	95.998

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 2023, 2022 y 2021 y está basado en los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 bajo NIIF:

	Ejercicio finalizado al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	<i>(en millones de pesos)</i>		
Ganancia (Pérdida) Neta	92.665	51.109	(33.206)
Gastos de exploración	1.135	262	178
Intereses generados por activos	(19.399)	(5.306)	(2.377)
Intereses generados por pasivos	180.396	66.706	31.400
Otros resultados financieros	(236.072)	(55.692)	(10.656)
Depreciación de propiedad, planta y equipo y de activos por derecho a uso	291.344	113.206	76.221
Amortización de activos intangibles	118	1.004	951
Deterioro (recupero de deterioro) neto de activos financieros y no financieros	(26.902)	42.230	(6.065)
Otros egresos (ingresos) — neto			(2.328)
Cargo por impuesto a las ganancias	208.490	16.766	73.435
EBITDA	491.775	230.285	127.533

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 2023 confeccionada en millones de pesos y de conformidad con las NIIF:

	Al 31 de diciembre de 2023
	<i>(en millones de pesos)</i>
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽¹⁾	250.807
Deuda financiera corriente ⁽²⁾ : (Incluyendo intereses devengados)	
Préstamos y otras deudas financieras	253.604

⁵⁰ Nota: La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

⁵¹ Nota: La información plasmada en el cuadro respecto al total de reservas certificadas ha sido confeccionada en base a información interna de la Sucursal.

⁵² 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 2023 (página 3), 31 de diciembre de 2022 (página 3) y 31 de diciembre de 2021 (página 3).

⁵³ 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.

⁵⁴ 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 2023 (página 3), el 31 de diciembre de 2022 (página 3) y el 31 de diciembre de 2021 (página 3).

⁵⁵ 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 2023 (página 6), el 31 de diciembre de 2022 (página 6) y el 31 de diciembre de 2021 (página 7).

Al 31 de diciembre de 2023	
<i>(en millones de pesos)</i>	
Obligaciones negociables	154.636
Total deuda financiera corriente	408.240
Deuda Financiera no corriente ⁽²⁾ :	
Préstamos y otras deudas financieras	300.498
Obligaciones Negociables	898.601
Total deuda financiera no corriente	1.199.099
Patrimonio	
Resultados no asignados – Casa Matriz	4.183.793
Capital asignado	222
Ajuste de capital	239
Otro resultado integral	1.759.687
Reserva especial	3.932
Reserva transferencia fondo de comercio	21.865
Patrimonio	5.969.738
Capitalización total de la Sucursal	7.577.077

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.

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, inscrita 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 descrito 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, 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 2023 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, todos confeccionados de acuerdo con las NIIF.

Los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023 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. Asimismo, los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora por los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 han sido auditados por KPMG, una sociedad constituida según la ley argentina y firma miembro de la red de firmas miembros independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative, una entidad de Suiza, según las normas de auditoría generalmente aceptadas y vigentes en la Argentina.

1. 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:

	2021	2022	2023
Actividad Económica			
PBI Real (pesos de 2004) (% variación)	10,7%	5,0%	(1,6%)
PBI Real (en mil millones de pesos constantes de 2004)	689.211	725.346	714.556
Inversión Nacional Bruta Real (pesos de 2004) (% variación) como% del PBI	33,4	10,9	(1,9)
Índices de Precio e Información del Tipo de Cambio			
IPC (medido por el INDEC) (% variación)	50,9%	94,8%	211,4%
IPC (medido por la Ciudad de Buenos Aires) (% variación) ⁽¹⁾	49,2%	93,4%	198,4%
IPC (medido por de la Provincia de San Luis) (% variación) ⁽¹⁾	50,7%	92,5%	225,4%
IPIM (% variación)	51,3%	94,8%	276,4%
Tipo de Cambio Nominal ⁽²⁾ (en Ps./US\$ al cierre del período)	102,75	177,13	808,48

Fuentes: Ministerio de Economía, Banco Central e INDEC.

Notas:

(1) El 8 de enero de 2016, basado en su determinación de que el INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, el nuevo gobierno declaró al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas en base a estas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras del IPC oficiales publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis para referencia, las cuales se incluyen en el presente. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC comenzando con el mes de mayo de 2016.

(2) Tipos de cambio de referencia mayoristas publicados por el Banco Central (Comunicación “A” 3500 del Banco Central).

Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—Se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de la argentina, lo cual podría llegar a dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina”.

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 económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025,
- 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 registrarán 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 mínimo 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 impacta 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:
 - 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;
 - 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;

- 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 pedido 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 re determinar 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 N°23.696 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 N°20.744 (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. Para mayor información, véase, *“Factores de Riesgo– Riesgos Relacionados con la Argentina– La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de la Argentina”*.

Inflación

Históricamente, Argentina ha experimentado períodos con altas tasas de inflación, que han socavado sustancialmente a la economía y la capacidad del gobierno de estimular el crecimiento económico. Para información sobre la inflación de 2020 a 2023, ver la tabla sobre indicadores económicos clave más arriba.

Un aumento sustancial en la inflación, por encima de la depreciación del peso, podría impactar en los resultados de las operaciones de la Sucursal dado que una parte sustancial de sus costos está denominada en pesos y sujeta a los efectos de la inflación argentina, y debido a que los precios y volúmenes de ventas de sus productos en el mercado local podría no compensar el aumento resultante en los costos.

Fluctuaciones del Tipo de Cambio

Los resultados de las operaciones de la Sucursal han sido afectados y seguirán siendo afectados por la fluctuación del valor del peso con respecto al Dólar Estadounidense y otras monedas. La depreciación del peso generalmente resulta en menores costos en Dólares Estadounidenses; no obstante, el efecto podría ser

compensado por una mayor inflación en Argentina. Para información sobre las fluctuaciones del peso argentino, véase “*Información Adicional—Tipos de Cambio*”.

Una parte sustancial de los ingresos de la Sucursal deriva de las ventas de petróleo crudo y gas natural, las cuales están principalmente denominadas en, o vinculadas a, Dólares Estadounidenses, si bien los precios en el mercado local podrían verse afectados por devaluaciones cambiarias. Por el contrario, una porción sustancial de los costos está denominada en pesos, si bien otras salidas de efectivo, tales como una porción sustancial de los gastos de capital y la mayor parte de la deuda de la Sucursal, están denominadas en Dólares Estadounidenses. Esto crea una cobertura parcial contra la fluctuación del tipo de cambio.

Negociaciones con el FMI

El 7 de junio de 2018, el gobierno argentino y el FMI anunciaron el arribo a un acuerdo técnico en el marco del cual el FMI otorgó un préstamo en stand-by a la Argentina por un monto de hasta US\$50 mil millones por un plazo de hasta tres años. El 26 de septiembre de 2018 el gobierno argentino informó que se habían acordado ciertas modificaciones al acuerdo, que incluyó un aumento de US\$19 mil millones en los fondos que el FMI pondría a disposición hasta fines de 2019, con lo cual, el monto total de fondos disponibles en virtud del programa ascendía a US\$57,1 mil millones hasta 2021.

Con fecha 27 de agosto de 2019, los técnicos del FMI realizaron una nueva visita al país en el marco de la revisión del cumplimiento de las obligaciones de la Argentina bajo el Acuerdo con el FMI. Luego de su visita técnica el FMI anunció que se encontraba evaluando la situación de la Argentina para definir la realización de un desembolso por US\$5.400 millones bajo el Acuerdo con el FMI. Durante septiembre de 2019 el FMI anunció que no continuaría realizando desembolsos bajo el Acuerdo con el FMI.

Ente 2018 y 2019, el FMI desembolsó aproximadamente US\$44,1 mil millones bajo el Acuerdo con el FMI. Adicionalmente, luego de las elecciones presidenciales, la nueva administración anunció su intención de renunciar al tramo remanente de US\$11 mil millones bajo el Acuerdo con el FMI y de renegociar los términos del mismo.

En febrero de 2020 el FMI emitió un reporte en el cual consideraba que la deuda de la Argentina no era sostenible y enfatizaba la importancia de continuar un proceso colaborativo con los acreedores privados para maximizar su participación en la eventual operación de deuda, apoyando los anuncios del gobierno argentino relativos a la necesidad de devolver la sostenibilidad a la deuda pública externa de la Argentina.

Con fecha 26 de agosto de 2020, el FMI publicó el Comunicado de Prensa N°20/287, en virtud del cual el FMI informó la solicitud del gobierno argentino de iniciar negociaciones sobre un nuevo programa respaldado por el FMI.

El 28 de enero de 2022, el gobierno argentino junto con el FMI anunciaron un principio de acuerdo técnico sobre políticas clave como parte de sus discusiones sobre un programa respaldado por el FMI.

Con fecha 3 de marzo de 2022, la Argentina y el FMI anunciaron que habían alcanzado un acuerdo técnico sobre las políticas económicas y financieras respaldadas por un SAF de 30 meses, con acceso solicitado de DEG 31.914 millones (equivalente a US\$45.000 millones o 1000 por ciento de la cuota de la Argentina). Con fecha 17 de marzo de 2022, el SAF fue aprobado por el Congreso Nacional, mientras que con fecha 25 de marzo de 2022, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el SAF, lo que incluye un desembolso inmediato de DEG 7.000 millones (equivalente a US\$9.656 millones). Durante el mes de junio de 2022, el FMI emitió un comunicado confirmando que Argentina cumplió las metas cuantitativas del primer cuatrimestre de 2022 fijadas en el SAF, y la consecuente aprobación técnica fue refrendada en la reunión del directorio del FMI de fecha 24 de junio, lo que posteriormente habilitó un desembolso de aproximadamente US\$4.000 millones. El 12 de octubre de 2022 el Directorio Ejecutivo del FMI concluyó la segunda revisión del acuerdo bajo el SAF, lo cual permitió un desembolso inmediato de aproximadamente US\$3.800 millones. El 22 de diciembre de 2022 el Directorio Ejecutivo del FMI concluyó la tercera revisión del acuerdo bajo SAF, lo cual permite un desembolso inmediato de aproximadamente US\$6.000 millones. Con fecha 31 de marzo de 2023, el Directorio Ejecutivo del FMI concluyó la cuarta revisión del acuerdo bajo el SAF, lo cual permitió un desembolso inmediato de aproximadamente US\$5.400 millones (equivalente a DEG 4.000 millones).

Al concluir la revisión, el Directorio Ejecutivo del FMI: (1) consideró que se cumplieron todos los criterios cuantitativos de desempeño hasta fines de diciembre de 2022 con cierto margen, (2) aprobó dispensas de incumplimiento asociadas con la introducción de medidas de políticas que dieron lugar a nuevas restricciones cambiarias y prácticas de moneda múltiples, y (3) aprobó modificaciones a la meta de acumulación de reservas internacionales de la Argentina, para acomodar parcialmente el impacto de la sequía severa, junto con políticas más firmes para salvaguardar la estabilidad, abordar los reveses y

asegurar los objetivos del programa, manteniendo al mismo tiempo la función de ancla del programa.

El 23 de agosto de 2023, el FMI concluyó la quinta y la sexta revisión del SAF, lo que permitió recibir un desembolso inmediato de alrededor de US\$7.500 millones, por lo que el total de desembolsos en el marco del acuerdo ascendió a US\$36.000 millones, a tal fecha.

Por último, durante enero de 2024 el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas alcanzaron un *staff agreement* sobre la séptima revisión en el marco del acuerdo SAF, el cual fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI con fecha 31 de enero de 2024, habiéndose producido un desembolso inmediato de US\$ 4.700 millones, lo que se espera que permita a la Argentina cubrir pagos bajo el SAF hasta mayo del 2024.

Sector del Petróleo y Gas en Argentina

Sobre este tema véase “*Información sobre la Emisora—Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*”.

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. Entre estos programas, se incluyen Petróleo Plus, Oil Plus, Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo y el Programa de Estímulo al Gas Natural, que ofrecen beneficios financieros a compañías que cumplen ciertas condiciones en la industria del petróleo y gas en Argentina. 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*”.

Existen restricciones regulatorias sobre la venta de productos refinados al mercado minorista. La Sucursal vende una cantidad significativa de petróleo y gas natural a su refinería, que luego vende productos refinados al mercado. Para una descripción de nuestro negocio de *downstream*, 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 2023 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022:

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 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 y el peso del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue 127% superior respecto del tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La inflación promedio medida por el IPC (publicado por el INDEC) fue en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 131% superior respecto de la del ejercicio anterior. La inflación medida por el IPC (publicado por el INDEC) fue del 211,4% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y del 94,8% en el ejercicio anterior. El aumento de la cotización del Dólar Estadounidense en pesos fue de aproximadamente 356% y 72% 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 US\$82 y US\$99 por barril en 2023 y 2022, respectivamente. Adicionalmente en 2022, en el contexto de sus programas de mantenimiento integral, la Sucursal efectuó la parada de planta mayor de la refinería Campana (que se efectúa una vez cada cuatro o cinco años).

Ventas Netas y subvenciones del Gobierno

Las ventas netas y subvenciones del Gobierno aumentaron Ps.657.219 millones, el 93%, de Ps. 706.611 millones en 2022 a Ps.1.363.830 millones en 2023. Las ventas netas del segmento *Downstream* aumentaron Ps.546.691 millones pasando de Ps.525.456 millones en 2022 a Ps.1.072.147 millones en 2023, un 104% de incremento (el volumen de ventas total de naftas y gas oil disminuyó 5% entre dichos años). En relación al segmento *Upstream* reflejaron una disminución del 34% y aumento del 19% del volumen de crudo y gas natural vendido, respectivamente, entre ambos ejercicios, el monto de las ventas netas aumentó Ps.107.321 millones, el 61%, de Ps.176.854 millones en 2022 a Ps.284.175 millones en 2023. El precio promedio en pesos entre ambos ejercicios aumentó 84% para el petróleo crudo (que, teniendo en cuenta que la mayor parte de la venta son exportaciones, se corresponde principalmente con la disminución del 20% en el precio promedio en Dólares Estadounidenses obtenido por las mismas entre ambos períodos y con la variación del 127% en el tipo de cambio entre los mismos) y 105% para el gas natural. Adicionalmente en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023 las subvenciones reconocidas fueron de Ps.4.301 millones y Ps.7.508 millones, respectivamente.⁵⁶

La producción diaria total de petróleo y gas aumentó 3% de 156,1 mmbpe a 160,4 mmbpe en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023, respectivamente. La producción diaria de petróleo crudo disminuyó 1% de 100,6 mmbbl en 2022 a 99,6 mmbbl en 2023. Esta leve disminución de la producción de petróleo crudo es atribuible principalmente a la baja en la producción en Cerro Dragón (del 3%) que fue parcialmente compensada con el alza de producción de las áreas de la cuenca Neuquina, las que en conjunto incrementaron 14% su producción entre ambos períodos. La producción diaria de gas aumentó un 10% de 322 millones de pies cúbicos diarios en 2022 a 353 millones de pies cúbicos diarios en 2023. Este incremento se generó principalmente en el área Aguada Pichana Oeste que prácticamente duplicó su producción entre ambos períodos (en parte como consecuencia del incremento de la participación de la Sucursal en el área del 45% al 60% durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023).

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 105% de Ps.491.022 millones en 2022 a Ps.1.005.887 millones en 2023. La diferencia de Ps.514.865 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: (a) entre ambos ejercicios se registró un incremento de Ps.29.906 millones en las compras netas de las variaciones de stock (incluyendo el efecto de conversión) que pasaron de Ps.140.818 millones en 2022 a Ps.170.724 millones en 2023 (un incremento del 21%). Este incremento relativamente bajo se debe fundamentalmente al aumento de las importaciones de productos refinados que debieron hacerse (en un marco de precios internacionales altos) como consecuencia de la parada por mantenimiento integral programado de la refinería Campana en 2022, para satisfacer la demanda habitual; y (b) por su parte los gastos correspondientes al costo de producción aumentaron Ps.484.959 millones, el 138%, pasando de Ps.350.204 millones en 2022 a Ps.835.163 millones en 2023 como consecuencia de las siguientes variaciones: la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo, activos por derecho a uso e intangibles aumentó 158% de Ps.108.950 millones en el 2022 a Ps.280.824 millones en 2023, los servicios contratados aumentaron 149% de Ps.79.358 millones en 2022 a Ps.197.845 millones en 2023, impuestos, tasas y contribuciones aumentó 145% (Ps.161.046 millones en 2023 y Ps.65.757 millones en 2022) y finalmente todos los demás conceptos (incluyendo sueldos y contribuciones sociales y otros) aumentaron 103% de Ps.96.139 millones en 2022 a Ps.195.448 millones en 2023.⁵⁷

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 159% de Ps.49.368 millones en 2022 a Ps.127.973 millones en 2023. La diferencia de Ps.78.605 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) que aumentaron 180% de Ps.24.159 millones en 2022 a Ps.67.657 millones en 2023, los servicios contratados y honorarios y retribuciones por servicios aumentaron 191% de Ps.8.980 millones en 2022 a Ps.26.144 millones en 2023 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 111% de Ps.16.229 millones en 2022 a

⁵⁶ 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 2023 (página 48) e información interna de la Sucursal.

⁵⁷ 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 2023 (páginas 49 a 51) e información interna de la Sucursal.

Ps.34.172 millones en 2023.⁵⁸

Gastos de Exploración

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023 los gastos de exploración se mantuvieron en cifras no muy significativas (ascendieron a Ps.262 millones y Ps.1.135 millones, respectivamente).

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron 144% de Ps.48.190 millones en 2022 a Ps.117.495 millones en 2023. La diferencia de Ps.69.305 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: impuestos, tasas y contribuciones aumentó 107% de Ps.14.305 millones en 2022 a Ps.29.581 millones en 2023, las remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 155% de Ps.10.342 millones en 2022 a Ps.26.376 millones en 2023, transporte, acarreo y almacenaje aumentó 147% de Ps.8.983 millones en 2022 a Ps.22.210 millones en 2023, las regalías por uso de marca, comisiones y gastos de publicidad y propaganda aumentaron en conjunto 124% de Ps.6.317 millones en 2022 a Ps.14.147 millones en 2023 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 205% de Ps.8.243 millones en 2022 a Ps.25.181 millones en 2023.⁵⁹

Recupero (deterioro) de activos no financieros, neto

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 hubo un deterioro neto de activos no financieros por Ps.41.541 millones, correspondientes a deterioros por Ps.29.585 millones, Ps.20.687 millones y Ps.8.495 millones de las UGEs (según este término se define más adelante) *Downstream*, Piedra Clavada – Koluel Kaike, y Bandurria Centro, respectivamente y hubo un recupero de deterioro en Lindero Atravesado por Ps.17.226 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 hubo un recupero de deterioro neto de activos no financieros por Ps.30.309 millones, correspondientes al recupero de deterioro del segmento *Downstream* por Ps.107.406 millones neto de pérdidas por deterioro de Ps.45.010 millones y Ps.32.087 millones con relación a las UGEs Bandurria Centro y Piedra Clavada – Koluel Kaike, respectivamente, para más información véase la Nota 19 a los Estados Financieros Anuales de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023, páginas 77 a 79.

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos fueron pérdida neta de Ps.5.708 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y ganancia neta de Ps.75.075 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. 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.55.692 millones en el 2022 a Ps.236.072 millones en el 2023; y (b) por el incremento en el cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que resultaron en pérdida neta de Ps.61.400 millones en 2022 y de Ps.160.997 millones en 2023. Las variaciones se explican principalmente como consecuencia de la variación en el tipo de cambio promedio y en el porcentaje de la devaluación del peso respecto del Dólar Estadounidense entre ambos ejercicios lo que se complementa con los cambios en la posición monetaria neta entre los mismos y por el significativo aumento en 2023 respecto de 2022 de la tasa de interés promedio aplicable sobre la deuda financiera en pesos (dicha tasa, que es varias veces superior a la correspondiente a la de la deuda financiera en dólares, fue del 53% anual en 2022 y del 94% anual en 2023).⁶⁰

Deterioro neto de activos financieros

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 se registró una pérdida de Ps.689 millones por la incobrabilidad estimada mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 la misma fue de Ps.3.407 millones.

Otros ingresos y (egresos) - neto

El rubro otros ingresos y (egresos) – neto, ascendió a una pérdida neta de Ps.1.956 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 registra una ganancia de Ps.87.838 millones. En ambos ejercicios los principales componentes habituales son la prestación de ciertos servicios administrativos, venta de materiales, propiedad, planta y equipo (bienes de uso), y resultados generados por el balanceo de gas en áreas con participaciones conjuntas. En 2022 el neto se compone de Ps.5.105 millones de egresos principalmente por balanceo de gas y ventas de

⁵⁸ 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 2023 (páginas 50 y 51) e información interna de la Sucursal.

⁵⁹ 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 2023 (página 50 y 51) e información interna de la Sucursal.

⁶⁰ Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2023 (página 3).

activos y otros ingresos por todos los demás conceptos por Ps.3.149 millones. En 2023 el neto se compone de Ps.9.781 millones de egresos principalmente por venta de materiales y propiedad planta y equipo y otros ingresos netos por Ps.97.619 millones que incluyen: (a) Ps.52.864 millones correspondientes al efecto de liquidar, de acuerdo a la nueva legislación emitida en el último trimestre del año al respecto, parte de las exportaciones mediante operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local; (b) Ps.20.655 millones por balanceo de gas; (c) Ps.9.879 millones por servicios administrativos; (d) Ps.5.659 millones por intercambio de participaciones en áreas de explotación del segmento *Upstream*; y (e) los Ps.8.562 millones restantes en conceptos diversos más atomizados.

EBITDA

Principalmente como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó 114%, de Ps.230.285 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps.491.775 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Impuesto a las ganancias

El cargo neto por impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de Ps.16.766 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps.208.490 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, básicamente como consecuencia de que la ganancia antes de impuestos pasó de Ps.67.875 millones en 2022 a Ps.301.155 millones en 2023 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 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.⁶¹

Resultado neto del ejercicio

El resultado neto aumentó de Ps.51.109 millones de ganancia neta en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps.92.665 millones de ganancia neta en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 como consecuencia de las variaciones explicadas en los puntos precedentes.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

El siguiente análisis se basa en los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 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 2022 fue 38% superior respecto del tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La inflación medida por el IPC (publicado por el INDEC) fue del 94,8% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y del 50,9% en el ejercicio anterior. La variación de la cotización del Dólar Estadounidense en pesos fue de aproximadamente 72% y 22% entre el inicio y el cierre de cada uno de esos ejercicios, respectivamente. También debe tenerse presente que el año 2022 prácticamente no estuvo impactado por los efectos del coronavirus COVID-19 que sí influyeron en cierta medida en el año anterior, y que el precio internacional promedio del crudo Brent fue de aproximadamente US\$71 y US\$99 por barril en 2021 y 2022, respectivamente. Adicionalmente en 2022, en el contexto de sus programas de mantenimiento integral, la Sucursal efectuó la parada de planta mayor de la refinería de Campana (que se efectúa una vez cada cuatro o cinco años).

Ventas Netas y subvenciones

Las ventas netas y subvenciones de la Sucursal aumentaron Ps.347.244 millones, el 97%, de Ps.359.367 millones en 2021 a Ps.706.611 millones en 2022. Las ventas netas del segmento *Downstream* aumentaron Ps.273.798 millones pasando de Ps.251.658 millones en 2021 a Ps.525.456 millones en 2022, un 109% de incremento, (el volumen de ventas total de naftas y gas oil aumentó 9% entre dichos años). En relación al segmento *Upstream* con disminución del 8% y casi sin variación del volumen de crudo y gas natural vendido, respectivamente, entre ambos ejercicios, el monto de las ventas netas aumentó Ps.75.215 millones,

⁶¹ **Nota:** Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022 y de información interna de la Sucursal (página 3).

el 74%, de Ps.101.639 millones en 2021 a Ps.176.854 millones en 2022. El precio promedio en pesos entre ambos ejercicios aumentó 80% para el crudo (que, teniendo en cuenta que la mayor parte de la venta son exportaciones, se corresponde principalmente con el incremento del 40% en el precio promedio en Dólares Estadounidenses obtenido por las mismas entre ambos períodos y con la variación del 38% en el tipo de cambio entre los mismos y la disminución del 8% en el volumen) y 95% para el gas natural. Adicionalmente en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 las subvenciones reconocidas fueron de Ps.4.301 millones y Ps.6.070 millones, respectivamente.⁶²

La producción diaria total de petróleo y gas aumentó 7% de 146 mmbpe a 156 mmbpe en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2022, respectivamente. La producción diaria de petróleo aumentó 2% de 98,3 mmbbl en 2021 a 100,6 mmbbl en 2022. Este incremento de la producción de petróleo es atribuible principalmente a las áreas Lindero Atravesado, Coirón Amargo Sur Este y Aguada de Cánepa (todas de la cuenca Neuquina), las que en conjunto duplicaron su producción entre ambos períodos superando la baja de producción en Cerro Dragón (del 3%). La producción diaria de gas aumentó 16% de 278 millones de pies cúbicos diarios en 2021 a 322 millones de pies cúbicos diarios en 2022. Este incremento se genera principalmente en el área Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro que más que duplicaron su producción entre ambos períodos.

Costo de Ventas

El costo de ventas de la Sucursal aumentó 91% de Ps.256.891 millones en 2021 a Ps.491.022 millones en 2022. La diferencia de Ps.234.131 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: (a) entre ambos ejercicios hubo un incremento de Ps.82.604 millones en las compras netas de las variaciones de stock (incluyendo el efecto de conversión) que pasaron de Ps.58.214 millones en 2021 a Ps.140.818 millones en 2022 (un incremento del 142%). Este incremento se debe fundamentalmente al aumento de las importaciones de productos refinados que debieron hacerse (en un marco de precios internacionales altos) como consecuencia de la parada por mantenimiento integral programado de la refinería de Campana en 2022, para satisfacer la demanda habitual; y (b) Por su parte los gastos correspondientes al costo de producción aumentaron Ps.151.527 millones, el 76%, pasando de Ps.198.677 millones en 2021 a Ps.350.204 millones en 2022 como consecuencia de las siguientes variaciones: la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo, activos por derecho a uso e intangibles aumentó 48% de Ps.73.691 millones en el 2021 a Ps.108.950 millones en 2022, los servicios contratados aumentaron 86% de Ps.42.555 millones en 2021 a Ps.79.358 millones en 2022, impuestos, tasas y contribuciones aumentó 78% (Ps.37.042 millones en 2021 y Ps.65.757 millones en 2022) y finalmente todos los demás conceptos (incluyendo sueldos y contribuciones sociales y otros) aumentaron 112% de Ps.45.389 millones en 2021 a Ps.96.139 millones en 2022.⁶³

Gastos de Administración

Los gastos de administración aumentaron 98% de Ps.24.941 millones en 2021 a Ps.49.368 millones en 2022. La diferencia de Ps.24.427 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 128% de Ps.10.607 millones en 2021 a Ps.24.159 millones en 2022, impuestos, tasas y contribuciones aumentó 45% de Ps.3.468 millones en el 2021 a Ps.5.028 millones en 2022, los servicios contratados y honorarios y retribuciones por servicios aumentaron 81% de Ps.4.949 millones en 2021 a Ps.8.980 millones en 2022 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 89% de Ps.5.917 millones en 2021 a Ps.11.201 millones en 2022.⁶⁴

Gastos de Exploración

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021 los gastos de exploración se mantuvieron en cifras no muy significativas (ascendieron a Ps.262 millones y Ps.178 millones, respectivamente).

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron 77% de Ps.27.154 millones en 2021 a Ps.48.190 millones en 2022. La diferencia de Ps.21.036 millones se explica principalmente por las siguientes variaciones: impuestos, tasas y contribuciones aumentó 86% de Ps.7.693 millones en 2021 a Ps.14.305 millones en 2022, las remuneraciones y beneficios sociales (incluyendo contribuciones sociales) aumentaron 96% de

⁶² 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 2022 (página 53) e información interna de la Sucursal.

⁶³ 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 2022 (páginas 54 y 55) e información interna de la Sucursal.

⁶⁴ 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 2022 (página 55) e información interna de la Sucursal.

Ps.5.289 millones en 2021 a Ps.10.342 millones en 2022, transporte, acarreo y almacenaje aumentó 70% de Ps.5.271 millones en 2021 a Ps.8.983 millones en 2022, las regalías por uso de marca, comisiones y gastos de publicidad y propaganda aumentaron en conjunto 82% de Ps.3.466 millones en 2021 a Ps.6.317 millones en 2022 y finalmente todos los demás conceptos en conjunto aumentaron 52% de Ps.5.435 millones en 2021 a Ps.8.243 millones en 2022.⁶⁵

(Deterioro) recupero de deterioro de activos no financieros, neto

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 hubo un deterioro neto de activos no financieros por Ps.41.541 millones, correspondientes a deterioros por Ps.29.585 millones, Ps.20.687 millones y Ps.8.495 millones de las UGEs *Downstream*, Piedra Clavada – Koluel Kaike, y Bandurria Centro, respectivamente y hubo un recupero de deterioro en Lindero Atravesado por Ps.17.226 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 hubo un recupero de deterioro neto de activos no financieros por Ps.6.927 millones, correspondientes a recuperos de deterioro por Ps.9.926 millones y Ps.9.177 millones de las UGEs Piedra Clavada – Koluel Kaike y Lindero Atravesado, respectivamente y pérdidas por deterioro de Ps.10.149 millones y Ps.2.027 millones con relación a la UGEs *Downstream* y Bandurria Centro, respectivamente, para más información véase la Nota 19 a los Estados Financieros de la Emisora por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, página 86.

Resultados financieros netos Los resultados financieros fueron pérdida neta de Ps.18.367 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y de Ps.5.708 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, una disminución del 69%. 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.10.656 millones en el 2021 a Ps.55.692 millones en el 2022; y (b) por el incremento en el cargo de intereses generados por pasivos neto de los intereses generados por activos que resultaron en pérdida neta de Ps.29.023 millones en 2021 y de Ps.61.400 millones en 2022. Las variaciones se explican principalmente como consecuencia de la variación en el tipo de cambio promedio y en el porcentaje de la devaluación del peso respecto del Dólar Estadounidense entre ambos ejercicios lo que se complementa con los cambios en la posición monetaria neta entre ambos ejercicios y por el aumento en 2022 respecto de 2021 de la deuda financiera en pesos (tanto en valor absoluto como en su proporción respecto de la deuda financiera total) cuyos intereses nominales son mayores por lo que incrementó la tasa promedio de interés entre ambos ejercicios.⁶⁶

Deterioro neto de activos financieros

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 se registró una pérdida de Ps.689 millones por la incobrabilidad estimada mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la misma fue de Ps.862 millones.

Otros ingresos y (egresos) – neto

El rubro otros ingresos y (egresos) – neto, ascendió a una pérdida neta de Ps.1.956 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 registra una ganancia de Ps.2.328 millones. En ambos ejercicios los principales componentes son prestación de ciertos servicios administrativos, venta de materiales, propiedad, planta y equipo (bienes de uso), y resultados generados por el balanceo de gas en áreas con participaciones conjuntas. La diferencia se genera principalmente por las mayores pérdidas registradas en 2022 en estos dos últimos conceptos.

EBITDA

Principalmente como consecuencia de lo que antecede, el EBITDA aumentó 77%, de Ps.129.881 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps.230.285 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Impuesto a las ganancias

El cargo neto por impuesto a las ganancias, incluyendo el corriente y el diferido, pasó de Ps.73.435 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps.16.766 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, básicamente como consecuencia de la pérdida de Ps.76.918 millones registrada en 2021 por el efecto sobre el pasivo neto de impuesto diferido del incremento en la tasa del impuesto a las ganancias dispuesta en junio de 2021 del 25% a la nueva escala que alcanza el 35% cuando la base imponible excede los Ps.50 millones (ajustables por el índice de precios al consumidor). Adicionalmente la

⁶⁵ 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 2022 (página 55) e información interna de la Sucursal.

⁶⁶ Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022 (página 3).

ganancia antes de impuestos pasó de Ps.40.229 millones en 2021 a Ps.67.875 millones en 2022. La diferencia remanente es consecuencia fundamentalmente del efecto derivado de la incorporación de ciertas partidas en el ajuste por inflación impositivo en 2021 para evitar que la carga impositiva del impuesto a las ganancias resultara confiscatoria, 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 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.⁶⁷

Resultado neto del ejercicio

El resultado neto aumentó de Ps.33.206 millones de pérdida en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps.51.109 millones de ganancia neta en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 como consecuencia de las variaciones explicadas en los puntos precedentes.

2. Liquidez y Recursos de capital

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022

Principales requerimientos de capital y fuentes de liquidez de la Emisora

La adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles de la Sucursal en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps.564.157 millones comparados con Ps.166.493 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, un incremento del 239%.

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 2023 y 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2022	2023
	(en millones de pesos)	
Efectivo generado en (aplicado a)		
Actividades operativas	212.133	634.139
Actividades de inversión	(166.227)	(566.015)
Actividades de financiación	(47.124)	(68.868)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	23.548	196.175
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	22.330	195.431

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 2023 y 2022 fue de Ps.634.139 millones y Ps.212.133 millones, respectivamente. El 199% de incremento que implican los Ps.422.006 millones de diferencia entre ambos ejercicios se explica básicamente por el incremento de Ps.471.776 millones en el efectivo generado en 2023 respecto del año anterior derivado de los resultados con efecto directo en el efectivo (Ps.779.503 millones y Ps.307.727 millones, respectivamente) que fue compensado por la mayor disminución de efectivo de Ps.49.770 millones por el mayor aumento del capital de trabajo de la Sucursal en 2023 respecto del año anterior (Ps.145.364 millones y Ps.95.594 millones, respectivamente). El análisis del cambio en el resultado operativo se expone en “–

⁶⁷ Nota: Los montos expuestos surgen del Estado del Resultado de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2021 y de información interna de la Sucursal (página 3).

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.166.227 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y de Ps.566.015 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La variación de Ps.399.788 millones del 241% se debió principalmente a la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles que ascendió en dichos ejercicios a Ps.166.493 millones y Ps.564.157 millones, respectivamente; lo que fue parcialmente compensado por el neto de fondos provenientes del alta de inversiones y el cobro de ventas, amortizaciones e intereses de inversiones y por la venta de propiedad, planta y equipo que pasaron de Ps.266 millones de ingreso neto de caja en 2022 a Ps.1.858 millones de egreso de caja neto en 2023. La variación de 241% en la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles entre ambos ejercicios se debió al incremento en el nivel de actividad de aproximadamente un tercio en el segmento Upstream y a la variación en los precios y fundamentalmente en los tipos de cambio promedio de cada uno de dichos ejercicios.

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en aplicaciones netas de efectivo de Ps.47.124 y de Ps.68.868 millones durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023, respectivamente. La variación de Ps.21.744 millones se debe principalmente a lo siguiente: (a) que los intereses erogados ascendieron a Ps.37.733 millones en 2022 y a Ps.117.532 millones en 2023 (se debe tener en cuenta que la mayor parte de la deuda que toma y cancela la Sucursal está nominada en dólares por lo que la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos provoca variaciones relativas en los montos en pesos muy superiores a los montos en dólares originales); (b) el neto entre la financiación cancelada y la nueva deuda tomada fueron cancelaciones netas de deuda de Ps.9.340 millones en 2022 y toma neta de deuda por Ps.63.479 millones en 2023; y (c) en 2022 y 2023 hubo giros netos a la Casa Matriz por Ps.51 millones y Ps.14.815 millones, respectivamente.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021

Principales requerimientos de capital y fuentes de liquidez de la Emisora

La adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles de la Sucursal en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de Ps.95.998 millones comparados con Ps.166.493 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó un incremento del 73%.

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.

Capital de trabajo

En opinión de la Emisora, el capital de trabajo es suficiente para los requerimientos actuales.

Flujo de efectivo

El siguiente cuadro muestra el flujo de efectivo de la Sucursal por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2021	2022
	(en millones de pesos)	
Efectivo generado en (aplicado a)		

Actividades operativas	138.694	212.133
Actividades de inversión	(95.944)	(166.227)
Actividades de financiación	(33.053)	(47.124)
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre el efectivo	4.794	23.548
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	14.491	22.330

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 2021 y 2022 fue de Ps.138.694 millones y Ps.212.133 millones, respectivamente. El 53% de incremento que implican los Ps.73.439 millones de diferencia entre ambos ejercicios se explica básicamente por el incremento de Ps.162.291 millones en el efectivo generado en 2022 respecto del año anterior derivado de los resultados con efecto directo en el efectivo (Ps.307.727 millones y Ps.145.436 millones, respectivamente) que fue compensado por la mayor disminución de efectivo de Ps.88.852 millones por el mayor aumento del capital de trabajo de la Sucursal en 2022 respecto del año anterior (Ps.95.594 millones y Ps.6.742 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.166.227 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y de Ps.95.944 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación de Ps.70.283 millones del 73% se debió principalmente a la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles que ascendió en dichos ejercicios a Ps.166.493 millones y Ps.95.998 millones, respectivamente; lo que fue parcialmente compensado por el neto de fondos provenientes del alta de inversiones y el cobro de ventas, amortizaciones e intereses de inversiones y por la por venta de propiedad, planta y equipo que pasaron de Ps.54 millones en 2021 a Ps.266 millones en el 2022. La variación de 73% en la adquisición de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles entre ambos ejercicios se debió principalmente al incremento en el nivel de precios y a la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de dichos ejercicios y también en cierta medida a la mayor actividad en 2022 respecto del año anterior (dado que el mismo durante el año 2021 estuvo algo afectado como consecuencia del coronavirus COVID-19).

Efectivo aplicado a las actividades de financiación

Las actividades de financiación de la Emisora resultaron en aplicaciones netas de efectivo de Ps.47.124 y de Ps.33.053 millones durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente. La variación de Ps.14.071 millones se debe principalmente a que los intereses erogados ascendieron a Ps.37.733 millones en 2022 y a Ps.26.009 millones en 2021 (se debe tener en cuenta que la mayor parte de la deuda que toma y cancela la Sucursal está nominada en dólares por lo que la variación entre los tipos de cambio promedio de cada uno de los períodos provoca variaciones relativas en los montos en pesos muy superiores a los montos en dólares originales). Adicionalmente en 2022 y 2021 el neto entre la financiación cancelada y la nueva deuda tomada fueron cancelaciones netas de deuda de Ps.9.340 millones y Ps.7.044 millones, respectivamente. Por último, en 2022 hubo un giro neto a la Casa Matriz por 51 millones mientras que en 2021 no hubo movimiento por este concepto.

Endeudamiento

El siguiente cuadro muestra la deuda financiera de largo plazo consolidada de la Sucursal al 31 de diciembre de 2023⁶⁸. 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. ⁶⁹)	
Préstamos			
En Dólares Estadounidenses			
Contrato de Préstamo con Itau BBA International PLC	70,5	14 de junio de 2021	2025
Contrato de Préstamo con Itau Unibanco	23,8	14 de junio de 2021	2025

⁶⁸ Nota: La información de la presente sección ha sido confeccionada en función de datos e información interna de la Sucursal.

⁶⁹ Nota: Tipo de cambio vendedor del cierre al 31 de diciembre de 2022 del BNA, equivalente a Ps.183,250 por US\$1,00.

Instrumento	Fecha de otorgamiento/Colocación Vencimiento		
	(en millones de US\$)	(en millones de Ps. ⁶⁹)	
S.A. – Miami Branch			
Contrato de Préstamo con HSBC Bank Argentina S.A.	40,0		14 de junio de 2022 2025
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
Citibank, N.A. establecida en la República Argentina	45,0		5 de octubre de 2023 2028
Contrato de Préstamo CFI 2016	7,2		6 de mayo de 2016 2024
Contrato de Préstamo CFI 2019	202,6		25 de junio de 2019 2032

En pesos

Contrato de Préstamo Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.	0,5	400	15 de noviembre de 2021 2024
Contrato de Préstamo Banco Santander Argentina S.A.	0,2	189	16 de marzo de 2021 2024
Contrato de Préstamo Banco Macro S.A.	0,1	111	18 de marzo de 2021 2024
Contrato de Préstamo Banco Santander Argentina S.A.	3,7	3.000	1 de julio de 2022 2024
Contrato de Préstamo Sindicado	41,2	33.280	29 de marzo de 2022 2027
Total préstamos de la Emisora	504,8		

Instrumento	Fecha de otorgamiento/Colocación Vencimiento		
	(en millones de US\$)	(en millones de Ps. ⁷⁰)	
Obligaciones Negociables			
Clase 5	52,8		3 de septiembre de 2020 2024
Clase 5 Adicionales 2020	50,0		22 de octubre de 2020 2024
Clase 5 Adicionales 2021	20,8		9 de abril de 2021 2024
Clase 7	50,0		19 de noviembre de 2020 2025
Clase 7 Adicionales 2020	20,0		15 de diciembre de 2020 2025
Clase 7 Adicionales 2021	30,0		12 de febrero de 2021 2025
Clase 9	30,0		12 de febrero de 2021 2024
Clase 10	16,2	13.079 ⁷¹	9 de abril de 2021 2025
Clase 12	300,0		30 de abril de 2021 2027
Clase 13	260,1		12 de julio de 2021 2031
Clase 14	19,2		12 de julio de 2021 2026
Clase 17	80,0		7 de febrero de 2022 2032
Clase 18	25,1		7 de febrero de 2022 2027
Clase 21	105,1		21 de julio de 2022 2025
Clase 23	6,2	5.019	4 de agosto de 2022 2024
Clase 25	20,2	16.370	14 de marzo de 2023 2025
Clase 25 Adicionales	29,3	23.693	23 de junio de 2023 2025
Clase 26	60,0		7 de agosto de 2023 2028
Clase 26 Adicionales	60,0		12 de octubre de 2023 2028
Clase 28	20,0		17 de octubre de 2023 2025
Clase 29	20,0		10 de noviembre de 2023 2026
Total obligaciones negociables	1.275,3		
Total de la Emisora	1.780,1		

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

⁷⁰ Nota: Las Obligaciones Negociables Clase IX fueron emitidas en Dólares Estadounidenses.

⁷¹ Nota: Valor UVA del cierre al 31 de diciembre de 2023 del BNA, equivalente a Ps.463,4 por UVA 1,00.

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 ajuste de 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 junio 2032 e incluyendo un plazo de gracia de 2 años. El resto de las condiciones del préstamo se mantienen sin cambios. El saldo pendiente de este préstamo al 31 de diciembre de 2023 era de US\$202,6 millones.

Adicionalmente, producto de la transferencia de sustancialmente todos los activos y pasivos de Axion Argentina a la Sucursal, el contrato de préstamo celebrado originalmente entre Axion Argentina y la CFI por un monto de hasta US\$420 millones, con vencimiento en 2024, garantizado por Pan American, fue cedido a la Sucursal. Los fondos de este préstamo se destinaron a financiar, en parte, el proyecto de ampliación de la refinería de Campana. El préstamo fue desembolsado gradualmente durante 2016 y 2017, y el saldo pendiente al 31 de diciembre de 2023 era de US\$7,2 millones.

El 16 de marzo de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Argentina S.A. por la suma de Ps.1.700 millones (equivalente a US\$23,8 millones) con vencimiento final en marzo de 2024 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

El 18 de marzo de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por la suma de Ps.1.000 millones (equivalente a US\$23,8 millones) con vencimiento final en marzo de 2024 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

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 del 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 saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2023 era de US\$70,5 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 del 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 saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2023 era de US\$23,8 millones.

El 15 de noviembre de 2021, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Galicia y Buenos Aires S.A.U, por la suma de Ps.1.000 millones con vencimiento final en noviembre de 2024 y que devenga intereses a tasa variable basada en la BADLAR.

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.U., 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 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 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 saldo pendiente de pago de este préstamo al 31 de diciembre de 2023 era de US\$40,0 millones.

El 1 de julio de 2022, la Sucursal celebró un contrato de préstamo con Banco Santander Argentina S.A. por la suma de Ps.3.000 millones, con vencimiento el 3 de enero de 2024, devengando intereses a una tasa BADLAR corregida por Ingresos Brutos más un margen del 3,25% nominal anual.

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. El mismo, 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 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.

El 7 de agosto de 2023, la Sucursal firmó un contrato de préstamo de largo plazo con HSBC Bank Argentina 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 2023 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 2023 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 2023 era de US\$45,0 millones.

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 N° 12.

A continuación se detallan las obligaciones negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente por parte de la Sucursal:

Con fecha 16 de julio de 2020, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 1 con vencimiento a los 24 meses desde la fecha de emisión y liquidación por un valor nominal de US\$20.298.845, a tasa fija del 0% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad;
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 2 con vencimiento a los 36 meses desde la fecha de emisión y liquidación por un valor nominal de US\$57.585.842, a tasa fija del 1,0% nominal anual; y
- (iii) Obligaciones Negociables Clase 3 con vencimiento a los 364 días desde la fecha de emisión y liquidación por un valor nominal de Ps.3.000.000.000, a tasa Badlar Privada más un margen, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad.

Con fecha 3 de septiembre de 2020, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 4 por un valor nominal de US\$7.159.454 con vencimiento el 3 de septiembre de 2023, a una tasa de interés fija del 0% nominal anual;

(ii) Obligaciones Negociables Clase 5 por un valor nominal de US\$52.840.546 con vencimiento el 3 de septiembre de 2024, a una tasa de interés fija del 3% nominal anual; y

(iii) Obligaciones Negociables Clase 6 por un valor nominal de Ps.3.349.650.967 con vencimiento el 3 de septiembre de 2022, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 2,75% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad.

Con fecha 22 de octubre de 2020, la Sucursal emitió:

(i) Obligaciones Negociables Clase 5 Adicionales por un valor nominal de US\$50 millones con vencimiento el 3 de septiembre de 2024, a una tasa de interés fija del 3% nominal anual; y

(ii) Obligaciones Negociables Clase 3 Adicionales por un valor nominal de Ps.2.206.409.172 con vencimiento el 15 de julio de 2021, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 1,50% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad.

Con fecha 19 de noviembre de 2020 la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 7 por un valor nominal de US\$50 millones con vencimiento el 19 de noviembre de 2025, a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual.

Asimismo, con fecha con fecha 15 de diciembre de 2020, la Sucursal emitió:

(i) Obligaciones Negociables Clase 4 Adicionales por un valor nominal de US\$20.000.000, con vencimiento el 3 de septiembre de 2023, a una tasa de interés fija del 0% nominal anual;

(ii) Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales por un valor nominal de US\$20.000.000, con vencimiento el 19 de noviembre de 2025, a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual; y

(iii) Obligaciones Negociables Clase 8 por un valor nominal de Ps.913.349.286, con vencimiento el 14 de diciembre de 2021, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 4% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad.

Con fecha 10 de febrero de 2021, la Sucursal emitió:

(i) Obligaciones Negociables Clase 7 Adicionales por un valor nominal de US\$30.000.000, con vencimiento el 19 de noviembre de 2025, a una tasa de interés fija del 4,75% nominal anual;

(ii) Obligaciones Negociables Clase 8 Adicionales por un valor nominal de Ps.3.000 millones, con vencimiento el 14 de diciembre de 2021, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 4% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad; y

(iii) Obligaciones Negociables Clase 9 por un valor nominal de US\$30.000.000, con vencimiento el 12 de febrero de 2024, a una tasa de interés fija del 0% nominal anual.

Con fecha 9 de abril de 2021, la Sucursal emitió:

(i) Obligaciones Negociables Clase 5 Adicionales por US\$ 20,9 millones, con fecha de vencimiento 3 de septiembre de 2024, a una tasa fija del 3% nominal anual;

(ii) Obligaciones Negociables Clase 10 por 28.223.415 Unidades de Valor Adquisitivo (“UVA”) equivalente a Ps. 2.030 millones, con fecha de vencimiento 9 de abril de 2025, a una tasa fija del 3,49% nominal anual; y

(iii) Obligaciones Negociables Clase 11 por Ps.2.500 millones, con fecha de vencimiento 8 de abril de 2022, a una tasa BADLAR más un margen del 3,49% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad.

Con fecha 12 de abril de 2021 la Sucursal anunció la oferta de compra para recomprar en efectivo todas y cada una de sus obligaciones negociables Clase N°1, a tasa fija, con vencimiento en 2021. El 27 de abril de 2021 se concretó el cierre de la oferta con el pago en efectivo de US\$ 94,2 millones (correspondientes US\$90,8 millones a capital y US\$ 3,4 millones de interés devengado a la fecha de pago) quedando un remanente de US\$78,6 millones (correspondientes US\$75,6 millones a capital y US\$ 3 millones de interés) que se abonaron el 7 de mayo de 2021, fecha de vencimiento original.

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 por 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 por US\$ 19,2 millones, amortizable en 5 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 6 de diciembre de 2021, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 15 por un valor nominal de Ps.2.643 millones, con vencimiento el 5 de diciembre de 2022, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 2,7% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad; y
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 16 por un valor nominal de Ps.1.839 millones, con vencimiento el 6 de diciembre de 2023, a una tasa de interés variable igual a la Tasa Badlar Privada más un margen del 3,94% nominal anual.

Con fecha 7 de febrero de 2022, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 17 por 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 por US\$ 25,1 millones, con fecha de vencimiento el 7 de febrero de 2027, a una tasa fija del 1,25% nominal anual.

El 13 de mayo de 2022, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 19 por un valor nominal de Ps.5.300 millones con vencimiento 90 días después de la fecha de emisión, a una Tasa de Interés Badlar Privada más un margen del 0,5% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad; y
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 20 por un valor nominal de Ps.2.700 millones con vencimiento 180 días después de la fecha de emisión, a una Tasa de Interés Badlar Privada más un margen del 1,5% nominal anual, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad.

Con fecha 29 de junio de 2022, la Sucursal anunció una oferta de canje (la “Oferta de Canje”) de cualesquiera y todas sus obligaciones negociables Clase IX emitidas con fecha 15 de noviembre de 2019 por un valor nominal de US\$120.000.000 a una tasa de interés del 5,00% nominal anual con vencimiento el 15 de noviembre de 2023 garantizadas por Pan American, emitidas en el marco de su programa global de emisión de obligaciones negociables por un valor nominal de hasta US\$1.100.000.000 (o su equivalente en otras monedas) (las “Obligaciones Negociables Existentes”) por nuevas obligaciones negociables simples clase 21, no subordinadas a una tasa fija del 7,250% nominal anual con vencimiento en 2025 garantizadas por Pan American, emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente (las “Nuevas Obligaciones Negociables”).

Como resultado de la Oferta de Canje, en la cual fueron presentadas válidamente al canje US\$105.152.000 Obligaciones Negociables Existentes, representativas de aproximadamente el 87,63% del monto total de las Obligaciones Negociables Existentes en circulación, la Sucursal emitió con fecha 21 de julio de 2022 Nuevas Obligaciones Negociables por un valor nominal de US\$105.152.000.

El 4 de agosto de 2022, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 22 por un valor nominal de Ps.4.981.182.196 con vencimiento a los 180 días de la fecha de emisión, a una Tasa de Interés Badlar Privada, las cuales, a la fecha del presente han sido canceladas en su totalidad; y
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 23 por un valor nominal de Ps.5.018.817.804 con vencimiento a los 24 meses de la fecha de emisión, a una Tasa de Interés Badlar Privada más un margen del 2% nominal anual.

El 14 de marzo de 2023, la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 24 por un valor nominal de Ps.3.629.777.500 con vencimiento a los 364 días de la fecha de emisión, a una Tasa de Interés Badlar Privada; y
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 25 por un valor nominal de Ps.16.370.222.500 con vencimiento a los 24 meses de la fecha de emisión, a una Tasa de Interés Badlar Privada más un margen del 2,74% nominal anual.

El 23 de junio de 2023, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 25 adicionales, por un valor nominal de Ps.23.692.618.996 con vencimiento el 14 de marzo de 2025, a una tasa Badlar Privada más un margen del 2,74%, pagadero trimestralmente.

El 7 de agosto de 2023 la Sucursal emitió:

- (i) Obligaciones Negociables Clase 26, por US\$60.000.000 nominales, con vencimiento el 7 de agosto de 2028, a una tasa fija del 1% nominal anual, pagadero pagaderos trimestralmente. Las Obligaciones Negociables Clase 26 fueron suscriptas e integradas en pesos al tipo de cambio inicial y son pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable al vencimiento; y
- (ii) Obligaciones Negociables Clase 27, por un valor nominal de Ps.3.625.388.000, con vencimiento a los 364 días corridos de la fecha de emisión, a una tasa Badlar Privada más un margen del 2,50% nominal anual, pagadero trimestralmente.

El 12 de octubre de 2023, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 26 adicionales, por un valor nominal de US\$60.000.000, con vencimiento 7 de agosto de 2028, a una tasa fija del 1% nominal anual, pagadero trimestralmente.

El 17 de octubre de 2023, la Sucursal emitió las Obligaciones Negociables Clase 28, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses por un valor nominal de US\$20.000.000, con vencimiento el 18 de octubre de 2025, a una tasa fija del 4,95% nominal anual, pagadero semestralmente.

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.

Riesgo de mercado

La Sucursal está expuesta a la posibilidad de que la valuación de los activos y/o pasivos financieros y/o de algunos de los flujos de fondos asociados a los mismos sufran efectos adversos ante variaciones de tasas de interés, tipos de cambio y/o precios de los “*commodities*.”

A continuación, se exponen dichos riesgos, un detalle de la magnitud a la cual la Sucursal se encuentra expuesta y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

(i) Riesgo asociado a tasas de interés

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 2023: (a) el 77% 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 23% restante devenga tasa de interés variable. El 93% de dicha deuda financiera de largo plazo de la Sucursal es en Dólares Estadounidenses (de los cuales el 53% es dólar linked), el 6% en pesos y el 1% restante en

UVAs; y (b) El 4% de la deuda financiera de corto plazo es en dólares y el 96% 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 y en pesos, respectivamente, depende básicamente de las oscilaciones de las tasas SOFR y Badlar.

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 aplicable 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 2023 que devenga tasa de interés variable es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
+100	(2.128)
-100	2.128

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 2023, es el siguiente:

Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Efecto anual estimado ganancia / (pérdida)
+100	(2.572)
-100	2.572

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 2023 y 2022 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 2023
<u>Pasivos</u>	
Pesos	400.394
<u>Activos</u>	
Pesos	133.242

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 el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2023, una variación del 50% 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 (50%)	133.576
Devaluación del Dólar Estadounidense respecto del peso (50%)	(133.576)

(iii) *Riesgo asociado a precios de los “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 finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Sucursal no tuvo operaciones significativas con contratos de futuros ni derivados financieros de precios de los “commodities.”

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito consiste en la posibilidad 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 2023 aproximadamente el 50% de las ventas brutas a terceros del segmento *Upstream* fueron generadas por el petróleo crudo y el 50% restante por el gas natural y otros. Durante dicho ejercicio se exportó petróleo crudo a cinco 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 2023 el 99% 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 realizan a aproximadamente 70 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 5% 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 2023 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.

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 2023.

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

La Sucursal busca equilibrar sus flujos de fondos operativos y financieros para cumplir con sus planes de inversión. Para ello recurre a altos niveles de reinversión de sus utilidades y mantiene activas relaciones con los mercados de crédito con el fin de tener disponibles opciones de financiamiento con distintos plazos y provenientes de diversas fuentes. En este sentido, busca tener niveles de endeudamiento y ratios financieros adecuados para mantener su flexibilidad crediticia y una proporción prudente entre deudas de corto y largo plazo, evitando concentraciones de plazos y/o de contrapartes.

La Sucursal tiene una política de prudencia financiera, buscando una rentabilidad razonable manteniendo al mismo tiempo una calificación de crédito sólida y ratios de capital saludables para poder sustentar sus negocios. Dicha política incluye la consideración de varios factores, incluyendo entre otros: (i) los cambios en las condiciones macroeconómicas; (ii) las diferentes estrategias de financiación; (iii) los costos del financiamiento; y (iv) el eventual impacto de cambios en el fondeo y liquidez de las actividades operativas y comerciales.

Al 31 de diciembre de 2023 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:

<u>Al 31 de diciembre de 2023</u> <u>(en millones de pesos)</u>	
Obligaciones negociables	1.059.328
Préstamos con entidades de crédito	423.632
Efectivo y equivalentes de efectivo	(250.807)
Posición financiera neta (pasiva)	1.232.153
Patrimonio	<u>5.969.738</u>
Ratio	20,64%

Al 31 de diciembre de 2023, la Sucursal presenta un capital de trabajo negativo de Ps.134.578 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.141.341 miles, que respaldan a Ps.63.968 miles de créditos por ventas, al 31 de diciembre de 2023.

Acuerdos Fuera de Balance

La Sucursal no tiene pasivos fuera del balance ni participaciones o en relación con vehículos de objeto especial.

Principales políticas y estimaciones financieras de la Sucursal

A continuación se exponen las principales políticas financieras 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 gas y petróleo 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.

Para los activos financieros valuados a valor razonable con cambios en otro resultado integral, la pérdida de crédito esperada, se reconoce en otro resultado integral y no reduce el valor razonable de los activos.

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 unidades generadoras de efectivo (“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.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 hubo un recupero de deterioro neto de activos no financieros por Ps.30.309 millones, correspondientes al recupero de deterioro del segmento *Downstream* por Ps.107.406 millones neto de pérdidas por deterioro de Ps.45.010 millones y Ps.32.087 millones con relación a las UGEs Bandurria Centro y Piedra Clavada – Koluel Kaike, respectivamente. 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 2023, páginas 77 a 79.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 hubo un deterioro neto de activos no financieros por Ps.41.541 millones, correspondientes a deterioros por Ps.29.585 millones, Ps.20.687 millones y Ps.8.495 millones de las UGEs del segmento *Downstream*, Piedra Clavada – Koluel Kaike, y Bandurria Centro, respectivamente y hubo un recupero de deterioro en Lindero Atravesado por Ps.17.226 millones. Los cálculos para determinar el deterioro y/o recupero se hicieron según lo expuesto en la Nota 2.3.3 de los estados financieros de la Sucursal 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 para los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 respectivamente a la tasa promedio ponderada de 10,7% y 8,8% anual, para las UGEs correspondientes al segmento *Upstream* y de 10,0% y 8,7% para la UGE del segmento *Downstream*. El resultado neto por deterioro de cada ejercicio se incluye en la línea Recupero de deterioro de activos no financieros, neto del estado del resultado.

Los bienes afectados por el deterioro por los bienes involucrados para el segmento *Upstream* son básicamente plantas, pozos e instalaciones de explotación y producción, y para el segmento *Downstream*, instalaciones y maquinarias de refinación y comercialización. Para más información véase la página 78 de los Estados Financieros Anuales de la Emisora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023.

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 amortización 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 a los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2023.

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.*”.

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 2024, 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 inscrita 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 N° 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, inscrita en la IGJ, el 2 de octubre de 1998, bajo el N° 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 Dr. Rodolfo A. Díaz inscripto en la IGJ el 12 de abril de 2021, bajo el N° 205 del Libro 62, Tomo B de Sociedades Constituidas en el Extranjero. El mandato del Sr. Díaz fue renovado por el Consejo de Administración de Pan American con fecha 15 de febrero de 2024 y en la misma fecha, además, se designó al Sr. Gonzalo Fratini Lagos en su cargo de Representante Legal, en ambos casos con actuación individual e indistinta y con efecto a partir del 1 de abril de 2024 y hasta el 31 de marzo de 2027. Esta última renovación de mandato y designación se encuentra en proceso de inscripción.

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.

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, inscrita 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 descrito 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.

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” 6844, 7272, 7914 y modificatorias), 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 en la que conste que:

- (i) en el día en que solicita el acceso al MLC y en los 180 días (o 90 días en el caso de operaciones con títulos regidos por ley local) 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; o a partir del 22 de julio de 2022, (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 180 días (o 90 días en el caso de operaciones con títulos regidos por ley local) corridos subsiguientes.

La Comunicación “A” 7852 (según fuera modificada y/o complementada) estableció una excepción al prever que, a los fines de la restricción de acceso al MLC, 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 para ciertos fines, incluyendo: (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 1 (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 1 (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 2 (dos) años.

En caso de personas jurídicas, 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 180 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.

Asimismo, de acuerdo con la Comunicación “A” 7030 (según fuera modificada y/o complementada), la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA para cursar la operación solicitada

por el cliente, 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, cryptoactivos, 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 cinco (5) días hábiles desde su percepción; y/o son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos; y
- (ii) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco (5) 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 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 (i) las personas incluidas en la base de datos de documentos o facturas apócrifas de la AFIP; y (ii) aquellos sujetos que estando obligados a inscribirse en el Registro de Información Cambiaria de Exportadores e Importadores (“**RICEI**”) (creado por Comunicación “A” 7200) no lo hicieran. La Sucursal se inscribió oportunamente en el registro mencionado.

Liquidación de cobros de exportaciones de bienes

Se establece 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 cumplimiento de embarque, o de cinco (5) días hábiles desde el cobro, el que sea

menor.

El Decreto N°28/2023 (“Decreto 28”) publicado el 13 de diciembre de 2023 establece lo siguiente: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 del Código Aduanero, según fuera aprobado por la Ley N°22.415 y sus modificaciones (el “Código Aduanero”) (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, cuya utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior), y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación, deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% a través del MLC, debiendo el exportador, por el 20% restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

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; (d) si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local; y (e) 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 cinco (5) días hábiles desde el desembolso, contando con un plazo adicional de 10 días hábiles para la liquidación de los fondos en el MLC.

Por las exportaciones comprendidas en el Decreto 28, lo indicado precedentemente se considerará cumplimentado cuando el exportador haya ingresado y liquidado en el MLC un monto no menor al 80% del contravalor de los anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones y por la porción no liquidada haya concretado operaciones de compraventa con títulos valores, en las cuales los títulos valores son adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local en el país.

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 la sección X del 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) anticipos y prefinanciaciones del exterior liquidados en el MLC a partir del 2 de septiembre de 2019 y prefinanciaciones locales; (iii) anticipos y prefinanciaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 que fueron liquidados por el mercado local de cambios; (iv) anticipos y prefinanciaciones de exportaciones del exterior pendientes al 31 de agosto de 2019 no liquidados en el mercado local de cambios sujeto a la previa conformidad del BCRA; (v) posfinanciaciones del exterior por descuentos y/o cesiones de créditos a la exportación; (vi) posfinanciaciones de entidades financieras locales por descuentos y/o cesiones; (vii) financiaciones de entidades financieras locales a importadores del exterior; (viii) préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones para los cuales el exportador ha solicitado su aplicación a permisos de embarque oficializados a partir del 2 de septiembre de 2019; (vii) pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y

destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2 de las Normas de Exterior y Cambios, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 1 (un) año, considerando los pagos de servicios de capital e intereses; (viii) repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2. de las Normas de Exterior y Cambios, en la medida que la repatriación se produzca con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución del proyecto de inversión y, como mínimo, 1 (un) año después del ingreso del aporte de capital en el MLC. Las normas también permiten aplicar cobros de exportaciones a la cancelación de otros endeudamientos financieros en la medida en que se cumplan las condiciones previstas en el punto 7.9 de las Normas de Exterior y Cambios.

De la misma manera, en la medida en que se cumplan las condiciones establecidas en el Decreto 234 (según este término se define más adelante) 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.

La aplicación de cobros de exportaciones a otras financiaciones está sujeta a la previa autorización del BCRA.

Por otra parte, la Comunicación “A” 7217, modificada por la Comunicación “A” 7780 y reemplazadas por la Comunicación “A” 7914, estableció restricciones a cobros locales en pesos y/o en moneda extranjera por exportaciones del 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 2 (dos) años; (c) la totalidad de los fondos obtenidos se hayan aplicado en un plazo de 120 (ciento veinte) 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.

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 cinco (5) días hábiles de su cobro. El Decreto 28 establece que el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 del Código Aduanero (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas

en el país, cuya utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior) deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% a través del MLC, debiendo el exportador, por el 20% restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

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.

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) los fondos ingresen al país sean acreditados 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; (d) si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local; y (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Adicionalmente, el punto 3.5.1.8 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 (5) años; (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los tres (3) 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 (3) días hábiles de anticipación. No será necesaria la conformidad previa del BCRA para la precancelación con más de tres (3) días hábiles antes del vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior en la medida que se verifiquen la totalidad de 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.

Asimismo, de conformidad con el punto 3.5.3.2 de las Normas de Exterior y Cambios, se autoriza el acceso

al MLC para la precancelación de intereses en la medida que dicha precancelación tenga lugar en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda y se satisfagan las siguientes condiciones: (i) los montos precancelados correspondan a intereses devengados a la fecha del canje de deuda; (ii) la vida promedio de los nuevos títulos sea mayor a la vida promedio remanente de los títulos que se canjean; y (iii) el monto acumulado de pagos de capital bajos los nuevos títulos no sea mayor al monto de pagos de capital que se habría acumulado bajo los títulos canjeados.

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) el acceso al MLC se realice con una anterioridad de no más de cinco (5) días hábiles al plazo admitido en cada caso; (c) el acceso al MLC se realice por un monto diario de moneda extranjera que no supere el 20% del monto que se cancelará al vencimiento; y (d) el banco debe haber verificado que el endeudamiento cumple con la normativa cambiaria por la que se admite dicho acceso. 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 (5) días hábiles posteriores a la fecha de pago respectiva.

Sin perjuicio de las reglas generales para el pago de servicios de deudas con el exterior con efecto a partir del 20 de abril de 2023, la Comunicación “A” 7746 estableció la necesidad de contar con autorización previa del BCRA para acceder, hasta el 31 de diciembre de 2023, al MLC para el pago de intereses de deudas financieras con el exterior con acreedores vinculados no residentes. Esta restricción se extendió hasta el 31 de diciembre de 2024 por medio del punto 3.5.6 de las Normas de Exterior y Cambios.

El punto 3.5.1.6 de las Normas de Exterior y Cambios permite el acceso al MLC por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior concretadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 que cuenten con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y que fueran entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, como parte del plan de refinanciación oportunamente requerido en el punto 7.

de la Comunicación “A” 7106 y concordantes (disposiciones receptadas en el punto 3.17. del Anexo de la Comunicación “A” 7914), en base a los siguientes parámetros: (a) el monto de capital por el cual se accedió al MLC hasta el 31 de diciembre de 2023 no haya superado el 40% del monto del capital que vencía, excepto cuando por un monto igual o superior al excedente el deudor: (i) registraba liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; o (ii) registraba liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplieran las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 de las Normas de Exterior y Cambios; o (iii) contaba con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” para los años 2021 a 2023; o (iv) contaba con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22); y (b) el resto del capital que vencía hubiera sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento con el exterior con una vida promedio de 2 (dos) años mayor a la vida promedio remanente del capital refinanciado.

Por su parte, el punto 3.5.1.7. de las Normas de Exterior y Cambios 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 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (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 N°892/2020 y la Comunicación “A” 7272, 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. 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.

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 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 (punto 3.6.1.3 de las Normas de Exterior y Cambios).

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 (1) 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 en el 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 el punto 3.6.1.3. de las Normas de Exterior y Cambios, con un promedio de vida mínimo de un (1) año, y el destino de fondos indicado en el apartado (i) precedente.
- (iv) Emisiones de títulos de deuda que cumplan con los requisitos establecidos en la Comunicación “A” 7106, según fuera modificada de tiempo en tiempo.

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 (6) 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 (6) 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 (5) 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 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.

Otras disposiciones en materia de bonos

El punto 2.5 de las Normas de Exterior y Cambios establece que 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, 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 y 6795, 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 (Dólares Estadounidenses cincuenta millones), 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.

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 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. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

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.

La Comunicación “A” 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023 (la “Comunicación 7917”), modificó sustancialmente el régimen de acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

(a) No será necesario para el acceso al MLC, contar con una declaración efectuada a través del SIRA en estado “SALIDA” como requisito de acceso al MLC y ni convalidar la operación en el sistema informático “Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior”.

(b) Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023:

(i) Las entidades podrán dar acceso al MLC sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien: (1) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor *Free On Board* (“**FOB**”) correspondiente a los siguientes bienes: a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM) o b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM). c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica. d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM); (2) desde los 30 (treinta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.7. de las Normas de Exterior y Cambios; b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.3. de las Normas de Exterior y Cambios; (3) desde los 180 (ciento ochenta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM). b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.2. de las Normas de Exterior y Cambios que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario; (4) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes: a) un 25% desde los 30 (treinta) días corridos; b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos; c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos; d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) días corridos; (5) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso en virtud de los bienes comprendidos.

(ii) Las entidades también podrán dar acceso al MLC sin necesidad de contar con la conformidad previa

del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 antes de los plazos previstos cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación 7917. El acceso al MLC para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación 7917.

(c) Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos previstos en los puntos precedentes: Se permite el acceso al MLC para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

(d) Stock de deuda. Importaciones de Bienes: El acceso al MLC para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.

Pago de deudas con el exterior por la importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación “A” 7925 mediante la cual establece los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados hasta esa fecha (el “Stock de Deuda de Importaciones”), puedan suscribir bonos BOPREAL.

Los importadores de bienes podrán suscribir los bonos BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los bonos BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, también podrán suscribir los bonos BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, hayan suscripto la serie ofrecida (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al MLC desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie. Asimismo, se autoriza el acceso al MLC para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

Los importadores que suscriban bonos BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al MLC. Asimismo, por Comunicación “A” 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto bonos BOPREAL en licitación primaria podrán realizar, a partir del 1 de abril de 2024, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de bonos BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Normas de Exterior y Cambios.

Pago de servicios prestados por no residentes

La Comunicación “A” 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, modificó sustancialmente el régimen de acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al MLC para el pago de importaciones de servicios, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

(i) No será necesario contar con una declaración efectuada a través del Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (“SIRASE”) en estado “APROBADA” ni convalidar la operación en el sistema informático “Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior”.

(ii) 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; S29. 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” por servicios prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023 y el pago se concrete una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual podría comenzar a pagarse el bien transportado; (d) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto “S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos” prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio; (e) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos anteriores y prestado por una contraparte no vinculada al residente a partir del 13 de diciembre de 2023 y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio; (f) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos anteriores y prestado por una contraparte vinculada al residente a partir del 13 de diciembre de 2023 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) 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, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas o bien cuenten con certificaciones por regímenes específicos.

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 cinco (5) 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, 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 por este concepto a accionistas no residentes, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el monto en moneda local que les corresponda según la distribución determinada 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 cursadas a través del MLC desde el 17 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando, no supere el 30% del valor de los nuevos aportes de inversión extranjera directa en empresas residentes 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; (f) La entidad financiera deberá verificar que la empresa haya dado cumplimiento en caso de corresponder, a la declaración de la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos” por las operaciones involucradas.

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 N° 892/2020 y la Comunicación “A” 7168, 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 (2) 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.

Por otra, conforme se ha explicado más adelante, 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.

Finalmente, 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.

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, en la medida que los aportes de capital pertinentes fueran repatriados y liquidados a través del MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación se lleve a cabo luego del vencimiento de un período de dos (2) años a partir de la repatriación y liquidación de los fondos.
- (ii) repatriación de inversiones directas en el exterior llevadas a cabo en el marco del “Plan GasAr”. En este caso, de conformidad con lo previsto en el Decreto N°892/2020 y la Comunicación “A” 7168, se autorizará el acceso al MLC sin necesidad de la previa autorización del BCRA (en caso que dicha exigencia se encontrara vigente) para la repatriación de inversiones directas en el exterior hasta un monto equivalente a los aportes ingresados a la Argentina y liquidados a través del MLC a partir del 16 de noviembre de 2020, en la medida en que se satisfagan las siguientes condiciones: (a) los pagos se efectúen luego del vencimiento de un período de dos (2) años a partir de la liquidación en el MLC de los aportes de capital efectuados para financiar el proyecto y (b) en el caso de reducciones de capital y/o pago de aportes irrevocables de capital, se presenten documentos ante el banco interviniente por los que se acredite el cumplimiento de los requisitos societarios aplicables y el endeudamiento resultante de la falta de capitalización del aporte de capital o de la reducción de capital social sea informado 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.
- (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. Las disposiciones respectivas fueron reglamentadas por la Comunicación “A” 7626.

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 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 que sea aplicable, el cual a la fecha es de uno a tres días hábiles (dependiendo el tipo de título con el cual se realiza la operación).

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.

Anticipo de operaciones cambiarias

De acuerdo con el punto 3.16.1 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades autorizadas locales a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de dos (2) días hábiles, la información sobre las operaciones de egresos que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$10.000 (Dólares Estadounidenses diez mil).

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las Normas de Exterior y Cambios, dar curso a las operaciones de cambio.

Certificación de Aumento de Exportaciones

Mediante el punto 3.18 del texto ordenado de las Normas de Exterior y Cambios, se regula el régimen de “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” de conformidad con el cual los exportadores que obtengan la mencionada certificación podrán acceder al MLC sin la necesidad de conformidad previa del BCRA cuando dicha conformidad fuera necesaria, por hasta el monto de la certificación para la realización de pagos al exterior de obligaciones devengadas con el exterior. Sujeto al cumplimiento de diversos requisitos y a un monto máximo, la certificación podrá obtenerse en la medida en que se demuestre un aumento en el volumen de las exportaciones de bienes realizadas durante el año en comparación con el año anterior (según valores FOB (por sus siglas en inglés “free on board”). La normativa no permite a los exportadores la posibilidad de formación de activos externos por fuera de las disposiciones generales, ya que las certificaciones pueden ser utilizadas exclusivamente con el objeto de cancelar, a partir de la fecha de su vencimiento, obligaciones devengadas con el exterior.

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. Asimismo, la Ley de Solidaridad, posteriormente reglamentada por el Decreto N°99/2019, ha introducido modificaciones en el régimen impositivo de la Argentina. Algunos aspectos de las modificaciones se encuentran pendientes de reglamentación y su alcance aún genera ciertas incertidumbres.

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

Conforme la Ley de Impuesto a las Ganancias, tal como fue modificada por la Ley de Solidaridad, a partir de los ejercicios fiscales iniciados el 1 de enero de 2020, inclusive: (i) se restablece la vigencia de los puntos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables (los cuales habían sido derogados por la Ley N°27.430); (ii) se derogan los artículos 95 y 96 en la parte correspondiente a las ganancias que encuadren en el Capítulo II del Título IV, de la Ley de Impuesto a las Ganancias; y (iii) se incluye una exención a, entre otros, el impuesto cedular establecido en el art. 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Consecuentemente, 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 que deben cumplirse para que proceda la exención son las siguientes:

- (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.

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. Véase asimismo *“Descripción de las Obligaciones Negociables—Montos Adicionales”*.

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 N°4227/2018 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 N°27.349, 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 N°22.016, 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 N°24.083, 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 2024, 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. 34.703.523,08	Ps. 0	25%	Ps. 0
Ps. 34.703.523,08	Ps. 347.035.230,79	Ps. 8.675.880,77	30%	Ps. 34.703.523,08
Ps. 347.035.230,79	En adelante	Ps. 102.375.393,08	35%	Ps. 347.035.230,79

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) N°830/2000. 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 registrarán 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.27.377.408,28. 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 2023 (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 el %	Sobre el excedente de Ps.
Más de Ps.	A Ps.	Pagarán Ps.		
0	13.688.704,14	0	0,50%	0
13.688.704,14	29.658.858,98	68.443,51	0,75%	13.688.704,14
29.658.858,98	82.132.224,86	188.219,68	1,00%	29.658.858,98
82.132.224,86	456.290.138,07	712.953,35	1,25%	82.132.224,86
456.290.138,07	1.368.870.414,25	5.389.927,27	1,50%	456.290.138,07
1.368.870.414,25	En adelante	19.078.631,41	1,75%	1.368.870.414,25

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.

En el caso de los bienes situados en el exterior, el impuesto a ingresar será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes alícuotas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		
Más de Ps.	A Ps.	Pagarán el %
0	13.688.704,14	0,70
13.688.704,14	29.658.858,98	1,20
29.658.858,98	82.132.224,86	1,80
82.132.224,86	En adelante	2,25

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 Instituto de Estadística y Censos, operada entre los meses de octubre del año anterior al período fiscal de que se trata y octubre del período fiscal del ajuste.

Adicionalmente, se delegó en el Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir la alícuota aplicable a bienes situados en el exterior, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado.

Al respecto, la ley de IBP establece que se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior; participaciones societarias y/o equivalentes (títulos valores privados, acciones, cuotas y demás participaciones) en todo tipo de entidades, sociedades o empresas, con o sin personería jurídica, constituidas, domiciliadas, radicadas o ubicadas en el exterior incluidas las empresas unipersonales; derechos inherentes al carácter de beneficiario, fideicomisario (o similar) de fideicomisos (*trusts* o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior, o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior; toda clase de instrumentos financieros o títulos valores, tales como bonos, obligaciones negociables, valores representativos y certificados de depósito de acciones, cuotapartes de fondos comunes de inversión y otros similares, cualquiera sea su denominación; créditos y todo tipo de derecho del exterior, susceptible de valor económico y toda otra especie que se prevea en la reglamentación, pudiendo también precisar los responsables sustitutos en aquellos casos en que se detecten maniobras elusivas o evasivas.

En uso de sus facultades delegadas, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°912/2021 mediante el cual dispuso que las alícuotas incrementadas no serán aplicables en la medida en que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación y permanencia en el país de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior. La repatriación debe realizarse al 31 de marzo de cada año, inclusive, y el porcentaje debe representar, por lo menos, un cinco

por ciento (5%) del total del valor de los bienes situados en el exterior.

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 N°127/96, 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 N°2.151/06 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 AFIP 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.

Finalmente, la Ley N°27.638 introdujo nuevas exenciones en este impuesto al agregar tres nuevos incisos al artículo 21 de la ley de IBP. Entre las nuevas exenciones se incluyen a:

1. las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36;
2. los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule. Al respecto, mediante el Decreto N°621/2021 el Poder Ejecutivo Nacional estableció los requisitos que deben cumplir tales instrumentos para quedar comprendidos en la exención. Entre otras cuestiones, el referido decreto establece que se encuentran comprendidos en la exención los instrumentos en moneda nacional adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del artículo 2° de la Ley N°24.467 y sus modificatorias. Adicionalmente, el referido decreto establece que la CNV y

la AFIP deberán dictar las normas complementarias pertinentes y que la AFIP publicará un listado en el que, taxativamente, se especifique cada uno de los instrumentos que cumplan los requisitos impuestos para lo cual los organismos de contralor de que se trate deberán remitir información a la AFIP. En tal sentido, mediante la Resolución N°917/2021 de la CNV se fijaron las pautas mediante las cuales la CNV observará el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Decreto N°621/2021 y recabará la información que deba transmitir a la AFIP. Se encuentra pendiente el dictado de la reglamentación por parte de la AFIP; y

3. las cuotapartes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1° de la ley 24.083 y sus modificatorias (es decir, fondos comunes de inversión abiertos y cerrados), y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros constituidos en los términos del Código Civil y Comercial de la Nación. En ambos casos, para que resulte aplicable la exención deberán cumplirse dos requisitos: (i) deben ser colocados por oferta pública autorizada por la CNV, y (ii) su activo subyacente principal debe estar integrado, como mínimo, en un 75% del total de las inversiones del fondo común de inversión o del fideicomiso financiero, por los depósitos y bienes a los que se refieren los incisos g), h), i) y j) del artículo 21 de la ley de IBP (estos incisos instrumentos mencionados en los apartados anteriores, títulos, bonos y demás títulos valores emitidos por la República Argentina, las Provincias, las Municipalidades y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y los certificados de depósitos reprogramados, y los depósitos en moneda argentina y extranjera efectuados en las instituciones comprendidas en el régimen de la Ley N° 21.526, a plazo fijo, en caja de ahorro, en cuentas especiales de ahorro o en otras formas de captación de fondos, de acuerdo con lo que determine el Banco Central). Si ese porcentaje no se cumple por los plazos establecidos en la ley de IBP y en el Decreto N°621/2021, se considera incumplido el segundo requisito y, consecuentemente, no será aplicable la exención.

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 N°25.413 (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 N°409/2018 (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 N°21.526. 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 2024, las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto -sin computar las deducciones, exenciones ni exclusiones- sea igual o inferior a Ps. 2.038.752, monto que se elevará a Ps. 8.488.486 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.2.038.752 o Ps. 8.488.486- 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 AFIP 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 N°27.430, 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 80 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 empresarial 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 empresarial, 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 AFIP 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 2023 (ID 3165144), al 31 de diciembre de 2022 (ID 3015803), y al 31 de diciembre de 2021 (ID 2864455), pueden ser consultados en el Sitio Web de la CNV en el ítem “Empresas” y de la 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, C.A.B.A., Argentina, y en las oficinas del Estudio Martínez de Hoz & Rueda, sitas en Bouchard 680, Piso 19, C.A.B.A., 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° 27.739 (recientemente sancionada por el Congreso de la Nación) (en adelante, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos”) y las 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, 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 (10) 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 proveere bienes o dinero, 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 AFIP, 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; (viii) 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; (ix) realizar una debida diligencia continua de la relación con el cliente que permita examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación; (x) identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición; (xi) adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de armas de destrucción masiva; (xii) contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o los beneficiarios finales son una persona expuesta políticamente; (xiii) determinar el origen y licitud de los fondos; y (xiv) 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 AFIP 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 la AFIP 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 AFIP 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) 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 N° 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, los Agentes Asesores Globales de Inversión;– y las personas jurídicas contempladas en el inc. 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos que actúen como fiduciarios en fideicomisos financieros cuyos valores fiduciarios 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 los fideicomisos financieros antes mencionados) 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 incs. 4, 5 y 22 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 incs. 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 N°489/2019.

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 Financiación 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.

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. 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. Cumplido ese plazo, el Sujeto Obligado deberá evaluar el nivel de riesgo del cliente o beneficiario final tomando en consideración la relevancia de la función desempeñada, la potestad de disposición y/o administración de fondos y la antigüedad en la función pública ejercida, entre otros factores de relevancia para el análisis del nivel de riesgo. 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 Acápites 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.

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 Unidad de Información Financiera (<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

<u>Al 31 de diciembre de</u>	<u>Máximo⁽¹⁾</u>	<u>Mínimo⁽²⁾</u>	<u>Promedio⁽³⁾</u>	<u>Cierre período⁽⁴⁾</u>
2022	177,12	103,04	130,80	177,12
2023	808,48	178,14	295,21	808,48
Enero 2024	826,25	810,65	818,34	826,25
Febrero 2024	842,25	826,85	834,91	842,25
Marzo 2024	857,42	842,75	850,34	857,42
Abril 2024 (al 9 de abril de 2024)	864,75	861,25	862,95	864,75

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 (<i>American Petroleum Institute</i>).
“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.
“boe”	Barriles equivalentes de petróleo.
“bpd”	Barriles de petróleo por día.
“Btu”	Unidad térmica británica o <i>British Thermal Unit</i> .
“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 normales 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 (<i>horsepower</i>).
“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 <i>joint venture</i> 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 2023 presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y con el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2021, todos 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 3165144, 3015803 y 2864455, 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, 10 de abril de 2024.

Rodolfo Berisso
Subdelegado