

PROSPECTO DE ACTUALIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE MONTO RÉGIMEN DE EMISOR FRECUENTE

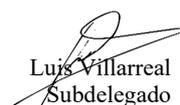


COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.

Compañía General de Combustibles S.A., CUIT N° 30-50673393-2 (la “Emisora”), se encuentra registrada como “Emisor Frecuente” bajo el Registro de Emisor Frecuente de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) N° 8. La sede social de la Emisora se encuentra ubicada en la calle Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sus datos de contacto son los siguientes: (i) número de teléfono: (+54 11) 4849-6100; (ii) número de fax: (+54 11) 4849-6100; (iii) dirección de correo electrónico: investors@cgc.com.ar; y (iv) página web: www.es.cgc.energy.

El Registro de Emisor Frecuente N° 8 ha sido originalmente autorizado por la suma de US\$ 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas, a ser emitidas en tramos sin posibilidad de reemisión) mediante la Disposición N° DI-2019-61-APN-GE#CNV de fecha 24 de julio de 2019 de la Gerencia de Emisoras de la CNV, y sucesivamente ratificado por las Disposiciones N° DI-2020-25-APN-GE#CNV del 11 de mayo de 2020, DI-2021-19-APN-GE#CNV del 26 de mayo de 2021, DI-2022-25-APN-GE#CNV del 30 de mayo de 2022 (mediante la cual asimismo se autorizó ampliar el monto del registro por hasta US\$1.000.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) y por DI-2023-27- APN-GE#CNV del 1 de junio de 2023 (mediante la cual asimismo se autorizó ampliar del monto disponible a dicha fecha para la emisión bajo el registro por hasta US\$573.605.391, elevando el monto máximo total del registro a US\$1.500.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor).

La ampliación del monto máximo a emitir por hasta US\$2.300.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida) en el marco del Registro de Emisor Frecuente y la ratificación de dicho registro han sido aprobados por la Disposición N° DI-2024-42-APN-GE#CNV de fecha 6 de junio de 2024. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el 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 directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización 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 (con sus modificatorias y complementarias la “Ley de Mercado de Capitales”). El directorio de la Emisora 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


Luis Villarreal
Subdelegado

situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

A la fecha de este Prospecto, el monto total de obligaciones negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo las obligaciones negociables canceladas y las que se encuentran en circulación, asciende a la suma de US\$1.051.670.358. Considerando que bajo la normativa aplicable al Régimen de Emisor Frecuente la CNV autoriza sin posibilidad de reemisión, el monto actualmente disponible de emisión para la Emisora es de US\$1.248.329.642. Para más información sobre las obligaciones negociables en circulación emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente, ver “*Antecedentes Financieros – Capitalización y Endeudamiento*” en este Prospecto.

El presente Prospecto contiene y actualiza la información del prospecto de fecha 2 de junio de 2023 publicado en la Autopista de la Información Financiera de la Comisión Nacional de Valores bajo el ID N° 3055655. El monto máximo autorizado para emitir valores negociables bajo el Registro de Emisor Frecuente, originalmente era de US\$500.000.000 (o su equivalente en otras monedas), y fue ampliado por primera vez a US\$1.000.000.0000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida) por la asamblea ordinaria y extraordinaria de accionistas de la Emisora de fecha 4 de abril de 2022, y autorizado por Disposición N° DI-2022-25-APNGE#CNV de la CNV en fecha 30 de mayo de 2022. Dicho monto fue ampliado por segunda vez por la asamblea ordinaria de accionistas de la Emisora de fecha 27 de marzo de 2023 de US\$1.000.000.0000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida) a US\$1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida), y autorizado por Disposición N° DI-2023-27-APN-GE#CNV de fecha 1° de junio de 2023, autorizando a que la Emisora tenga un monto disponible a ser utilizado en futuras emisiones de obligaciones negociables por la suma de valor nominal de US\$573.605.391, elevando el monto máximo total del registro a US\$1.500.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor). El monto fue ampliado una tercera vez por asamblea ordinaria de accionistas de la Emisora de fecha 15 de abril de 2024 de US\$1.500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida) a US\$2.300.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor o medida).

La ratificación del carácter de emisor frecuente de la Emisora y la versión preliminar del Prospecto de actualización y ampliación fueron aprobadas por reunión de directorio de la Emisora de fecha 9 de abril de 2024. La versión definitiva del Prospecto fue autorizada por resolución de subdelegado de fecha 7 de junio de 2024.

Antes de tomar decisiones de inversión, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto, incluyendo sin limitación lo expuesto en la Sección “*Factores de Riesgo*”.

El presente Prospecto no cuenta con calificación de riesgo. Sin perjuicio de ello, los valores negociables que se emitan bajo el Registro de Emisor Frecuente de la Emisora podrán contar con calificación de riesgo, conforme se indique en el suplemento de precio correspondiente. Sin perjuicio de ello, Fix SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo, Registro CNV N° 9 (“Fix”) en su dictamen de fecha 1° de diciembre de 2023 ha otorgado a la Emisora una calificación de Emisor de Largo Plazo de AA-(arg). La perspectiva de la


Luis Villarreal
Subdelegado

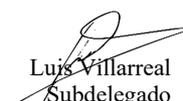
calificación fue estable, lo que refleja una muy sólida capacidad crediticia respecto de otros emisores del país.

El Directorio de la Emisora manifiesta con carácter de declaración jurada que la Emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen como mínimo el diez por ciento (10%) de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

La Emisora podrá destinar los fondos provenientes de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” establecidos en el art. 4.5 del Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV (o cualquier otra normativa que a tal efecto dicte la CNV y/o un mercado autorizado del país o del exterior), al financiamiento proyectos o actividades con fines verdes y/o sociales (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detalle en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Adicionalmente, la Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente en línea con los Principios de Bonos Vinculados a la Sustentabilidad (“*Sustainability-Linked Bonds*”) del ICMA (“*International Capital Market Association*”) (o cualquier normativa que dicte la CNV y/o un mercado autorizado del país o del exterior), pudiendo incorporarse a cualquier panel que se cree en el futuro en mercados locales y/o internacionales donde se listen este tipo de bonos según se detalle en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

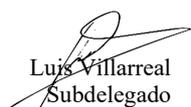
La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde, Sustentable y/o Vinculado a la Sustentabilidad que puedan tener las potenciales emisiones bajo el Régimen de Emisor Frecuente. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV (o cualquier otra normativa que a tal efecto dicte la CNV y/o un mercado autorizado del país o del exterior).

A la fecha de este Prospecto, las emisiones de Obligaciones Negociables denominadas en Dólares Estadounidenses que se realicen bajo el Régimen de Emisor Frecuente no se encuentran alcanzadas por la exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales prevista por la Ley N° 27.638 reglamentada por el Decreto N° 621/2021. Por su parte, las emisiones de Obligaciones Negociables denominadas en moneda nacional que se realicen bajo el Régimen de Emisor Frecuente se encontrarán alcanzadas por la exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales prevista en la Ley N° 27.638 reglamentada por el Decreto N° 621/2021, en tanto serán colocadas por oferta pública autorizada por la CNV y los fondos se destinarán a cualquiera de los destinos previstos por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 (sus modificatorias y complementarias), siempre y cuando la Emisora acredite ante la CNV, en tiempo y forma, el cumplimiento del plan de afectación de fondos correspondiente. Para mayor información ver “*Información Adicional – Carga Tributaria*”.


Luis Villarreal
Subdelegado

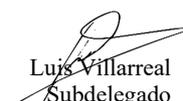
Los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 referidos en este Prospecto se encuentran incorporados por referencia. Ver “*Incorporación de Información por Referencia*” en este Prospecto. La información contable correspondiente a los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024 se encuentra incluida en el Anexo I de este Prospecto, y también es incorporada por referencia. Podrán solicitarse copias del Prospecto y/o de su versión resumida, así como de los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024, y eventualmente, de los Suplementos de Precio, en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10:00 a 18:00 hs., teléfono/fax (5411) 4849-6100, o vía correo electrónico a inversores@cgc.com.ar. Asimismo, dicha documentación e información estará disponible en la página *web* de la CNV (<http://www.argentina.gob/cnv>) y en el sitio *web* institucional de la Emisora <https://cgc.energy/esp/>.

La fecha del Prospecto es 7 de junio de 2024.


Luis Villarreal
Subdelegado

ÍNDICE

INFORMACIÓN DE LA EMISORA.....	1
FACTORES DE RIESGO	74
POLÍTICAS DE LA EMISORA	131
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	139
ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS.....	150
ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	154
ANTECEDENTES FINANCIEROS	155
INFORMACIÓN ADICIONAL	204
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA.....	249
ANEXO I.....	251


Luis Villarreal
Subdelegado

INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Reseña histórica

La Emisora fue constituida el 15 de octubre de 1920, bajo la denominación Compañía General de Combustibles S.A. e inscripta en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires bajo el N° 136, Folio N° 26 del Libro N° 41 de Sociedades Anónimas, CUIT N° 30-50673393-2. El plazo de duración de la Emisora es hasta el 1° de septiembre de 2100. El domicilio legal se encuentra en Bonpland 1745, Ciudad de Buenos Aires, Argentina; el número telefónico es: +54 (11) 4849-6100, su página web es <https://cgc.energy/esp/> y la dirección de correo electrónico es inversores@cgc.com.ar.

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$399.137.856 representado por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal un peso \$1 cada una y con derecho a un voto por acción, de las cuales: (a) 279.396.499 son acciones Clase “A”; y (b) 119.741.357 son acciones Clase “B”. Conforme la reforma estatutaria decidida en la asamblea general extraordinaria y especial de accionistas Clase “A” y “B” del 12 de julio de 2023, podrán emitirse acciones Clase “C” para atender a los pedidos de conversión de las Obligaciones Negociables Convertibles, en los términos que se detallan más adelante. Cada acción, sin importar su clase, representa los mismos derechos políticos y económicos, excepto respecto de la elección de los miembros del Directorio, cuyo procedimiento se describirá más adelante en esta Sección.

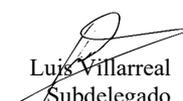
Para mayor información acerca de la composición del capital social de la Emisora y de sus accionistas principales, ver “Estructura de la Emisora, accionistas y partes relacionadas” e “Información adicional” en este Prospecto.

La presencia de la Emisora en Argentina data de 1920, en que la misma comenzó a operar como una empresa de transporte y comercialización de *fuel oil* y *gasoil* para estaciones de servicio. En los años ‘80, la Emisora adquirió participaciones en áreas de exploración y producción de petróleo y gas en Argentina y centró sus esfuerzos en la exploración y producción de petróleo crudo, gas natural y sus derivados. Durante los ‘90, si bien se concentraba en el segmento de *upstream*, la Emisora adquirió participaciones en empresas de petróleo y gas líderes en Argentina y en los países vecinos.

A fines de los años ‘90, la Emisora era controlada por Sociedad Comercial del Plata S.A. y para modificar su estructura comercial, vendió su segmento de *downstream* y comenzó a centrarse exclusivamente en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas, conservando sus participaciones de *midstream*. Asimismo, durante esos años, la Emisora enfrentó una fuerte crisis financiera y, en septiembre de 2000, se presentó en concurso preventivo, principalmente a causa de los pasivos de su accionista controlante en ese momento, para el que había otorgado una garantía. El concurso finalizó en 2012.

En abril de 2013, Southern Cone Foundation, una fundación privada con inversiones en los sectores de aeropuertos, agronegocios, energía, infraestructura, servicios y tecnología en diez países adquirió una participación controlante indirecta en la Emisora con miras a posicionarla como empresa líder de petróleo y gas de Argentina. A la fecha de este Prospecto, Southern Cone Foundation es titular del 70% de la Emisora a través de Latin Exploración S.L.U, sociedad holding española. Los potenciales beneficiarios de esta fundación son algunos miembros de la familia Eurnekian así como instituciones religiosas, de caridad y educativas designadas por el directorio de la fundación.

En línea con esta estrategia, con efectos al 1° de abril de 2015, la Emisora adquirió el negocio de Petrobras Argentina en la cuenca Austral, incluyendo una participación del 71% y 50% en las


Luis Villarreal
Subdelegado

áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste, respectivamente, que constituyeron la base de su presencia en la cuenca Austral y aumentaron significativamente el tamaño y la actividad de la Emisora.

Durante el 2016, la Emisora realizó importantes inversiones de capital en infraestructura, adquirida previamente a Petrobras Argentina. La compra e inversión en los activos de la Cuenca Austral de Petrobras Argentina permitieron aumentar significativamente la producción de petróleo y gas natural, así como las reservas de la Emisora.

El año 2017 fue un año de considerable crecimiento de la actividad de la Emisora, consolidando el programa de desarrollo de las reservas de gas lanzado a fines del año anterior. A partir del éxito de las pruebas piloto para el desarrollo de yacimientos no convencionales sobre el Área “Campo Indio Este-El Cerrito”, la Emisora presentó durante el 2017, ante el ex Ministerio de Minería y Energía una solicitud para aplicar al “Programa de Estímulo a las inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, el cual fue diseñado para el desarrollo del área “Vaca Muerta”, en la Cuenca Neuquina y resultó adjudicataria. El 27 de enero de 2018 se aprobó la inclusión de la Emisora en el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, siendo una de las seis compañías que completaron exitosamente el proceso de solicitud y revisión, transformándose así en el único proyecto fuera de Cuenca Neuquina en ser aceptado bajo este programa, el cual venció en 2021. Ver “—Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas” en este capítulo, y “Antecedentes Financieros - Precios del Gas y Subsidios” en este Prospecto.

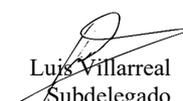
Entre 2018 y 2020, la Emisora continuó consolidando sus proyectos de producción de gas no convencional. Adicionalmente, tras el vencimiento del “Programa de Estímulo a las inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales”, la Emisora participó de las licitaciones para el suministro de gas convocadas en el marco del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 por medio del cual se creó el Plan GasAr: un nuevo programa de estímulo para la producción de gas natural.

El año 2021 fue un año clave en el crecimiento y desarrollo de la actividad y el negocio de la Emisora. Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Emisora para la compra, con efectos a partir de esa fecha, del 100% de las acciones de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc., la cual posee en Argentina (posteriormente “CGC Energía S.A.U.”, y actualmente la Emisora) participaciones en áreas de explotación y exploración de hidrocarburos en las cuencas Cuyana y del Golfo San Jorge. La adquisición es estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de 4.600 km², representando un aumento de la producción de la emisora de 3.200 m³ diarios en el caso del petróleo, y 5.400 m³ diarios en el caso del gas. Para más información respecto de la adecuación de CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) de acuerdo a lo establecido en el artículo 124 de la Ley N° 19.550 y la transferencia de su domicilio legal a Argentina, ver “Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición y fusión de CGC Energía S.A.U.” en este Capítulo.

Con fecha 16 de noviembre de 2023, la Emisora anunció que su directorio y el de CGC Energía S.A.U. resolvieron llevar adelante, con efectos a partir del 1° de enero de 2024, la fusión por absorción de la Emisora, como absorbente, con CGC Energía S.A.U. como absorbida.

A tal efecto, el directorio de la Emisora y el directorio de CGC Energía S.A.U. instruyeron a las gerencias de las sociedades absorbente y absorbida la confección de: (i) los estados de situación patrimonial especiales de fusión de la Emisora y CGC Energía S.A.U.; (ii) el estado de situación patrimonial consolidado de fusión al 31 de diciembre de 2023; (iii) el prospecto de fusión para su presentación ante esa Comisión; y (iv) el compromiso previo de fusión.

Descripción del sector en el que se desarrolla su actividad


Luis Villarreal
Subdelegado

La Emisora, es una compañía líder de energía que opera en Argentina y que se dedica al desarrollo, exploración y producción de gas y petróleo y, en menor medida, de gas licuado de petróleo (“GLP”) (negocio de *upstream*). La Emisora cuenta con un importante portfolio de áreas de exploración o producción en diversas cuencas de Argentina, cuya operación principal se ubica en la provincia de Santa Cruz, en la parte sur del país. Además del negocio de *upstream*, la Emisora cuenta con inversiones en las que tiene el control conjunto o influencia significativa en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina (negocio de *midstream*). En 2023, esta red de gasoductos representó el 40% del mercado del transporte de gas en Argentina y en la actualidad, la extensión total de dichos gasoductos es de aproximadamente 7.300 km con una capacidad de entrega de aproximadamente 60 MMm³/d.

A diciembre de 2023, la Emisora fue el séptimo productor de hidrocarburos en Argentina, en términos de producción en boca de pozo, de acuerdo con información publicada por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG).

En 2021 el 60% de la producción de *upstream* de la Emisora consistió en gas natural y el 40% restante en petróleo crudo, en 2022, el 58% consistió en gas natural y el 42% restante consistió en petróleo crudo; y en 2023 58% consistió en gas natural y el 42% restante en petróleo crudo. Durante 2021, la producción proveniente de reservorios no convencionales ascendió aproximadamente al 71% de la producción total de gas para dicho año, mientras que en 2022 ascendió aproximadamente al 67%. Dicha producción ascendió aproximadamente al 55% de la producción total de gas de la Emisora para el año 2023. La Emisora considera que su infraestructura instalada y el subdesarrollo de sus yacimientos le permiten modificar esta proporción de la producción de petróleo y gas en respuesta al mercado y otros factores.

En el cuadro a continuación se indican algunos datos operativos y financieros de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022. Asimismo, se incluye información sobre la Emisora de dichos rubros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023 ⁽⁴⁾	2022 ⁽⁴⁾	2021 ⁽²⁾⁽⁴⁾
Datos Financieros			
Ingresos (millones de \$)	521.612,2	458.676,4	141.920,4
EBITDA Ajustado (millones de \$) ⁽¹⁾	150.648,3	129.127,4	66.109,7
Datos Operativos			
Producción de gas promedio (Mm ³ /d) ⁽³⁾	4.941,0	4.562,2	4.771,5
Producción de petróleo crudo promedio (bbl/d)	21.741,0	19.781,6	19.242,9
Producción de GLP promedio (bbl/d)	1.091,6	1.136,9	1.182,3
Total (boe/d)	53.910,3	49.613,8	50.436,8

(1) El EBITDA Ajustado es una medida no contemplada en las Normas de Contabilidad NIIF.

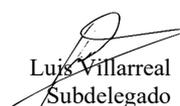
(2) Refleja información operativa y financiera de CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) consolidada por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021. Ver “Factores de Riesgo – Riesgo relacionados con la Emisora y CGC Energía S.A.U. – Si bien la adquisición de CGC Energía S.A.U. aumentó significativamente el tamaño y alcance de las actividades de la Emisora, este Prospecto no incluye información financiera histórica de CGC Energía S.A.U., ni estado de resultados proforma para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021.”

(3) En boe/d, la producción de gas de la Emisora ascendió a 31.078 y 28.695 y, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente y a 30.012 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

(4) La información financiera correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ha sido obtenida de los Estados Financieros Anuales Auditados.

Descripción de las actividades y negocios

Negocio de Producción y Exploración (Upstream)


Luis Villarreal
Subdelegado

Las actividades de la Emisora se concentran en el negocio de *upstream*, es decir, el desarrollo, exploración y producción de gas y petróleo y, en menor medida, de GLP. La Emisora tiene participaciones en aproximadamente 160 yacimientos de petróleo y gas a lo largo de doce áreas de la cuenca Austral, quince áreas en la cuenca del Golfo San Jorge, cinco áreas de la cuenca Cuyana, un área de la cuenca Noroeste y un área de la cuenca Oriente (en Venezuela). Asimismo, a través de su Subsidiaria, la Emisora tiene una participación del 3,15% en Termap S.A., la empresa operadora de las terminales portuarias de Caleta Olivia (Santa Cruz) y Caleta Córdova (Chubut). Las áreas de la Emisora en Argentina cubren un total de 7,4 millones de acres brutos y 6,5 millones de acres netos.

Las actividades de producción, exploración y desarrollo son llevadas a cabo mediante concesiones de explotación y permisos de exploración otorgados por el Estado Nacional y los gobiernos provinciales de Argentina. La Emisora lleva a cabo estas actividades por sí o a través de contratos de unión transitoria de empresas (“UTE”), operando todos sus yacimientos de petróleo y gas en la cuenca Austral y en la cuenca del Golfo San Jorge (la cual, al 31 de diciembre de 2023 era operada por CGC Energía S.A.U., y actualmente por la Emisora).

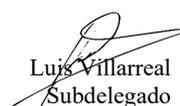
En la cuenca Austral, la Emisora tiene 3 permisos de exploración y 26 concesiones de explotación, los cuales vencen entre 2024 y 2053. En enero de 2018, la Emisora extendió su concesión de producción de gas no convencional en el área de Campo Indio Este-El Cerrito, por un plazo adicional de 35 años. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, estas concesiones representaron el 55%, y el 62% de la producción de la Emisora. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, representó el 98,8% de la producción de la Emisora.

En la cuenca del Golfo San Jorge, la Emisora tiene 15 concesiones de explotación, los cuales vencen entre 2035 y 2037. En noviembre de 2021, la provincia de Santa Cruz extendió las concesiones de exploración y explotación en las áreas de “Bloque 127”, “Cañadón León”, “Cañadón Minerales”, “Cañadón Seco”, “Cerro Overo”, “Cerro Wenceslao”, “El Cordón”, “El Huemul-Koluel Kaike”, “Las Heras”, “Meseta Espinosa (CGSJ-10)”, “Meseta Espinosa Norte”, “Meseta Sirven”, “Piedra Clavada”, “Sur Piedra Clavada” y “Tres Picos”, por plazos adicionales de 10 años contados desde el vencimiento de los plazos de la primera prórroga de las concesiones. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, estas concesiones representaron el 40% y el 32% de la producción de la Emisora. Durante el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, estas concesiones representaron el 27% de la producción de la Emisora.

Los yacimientos de petróleo y gas de la Emisora en el área de Aguaragüe de la cuenca Noroeste son operados por un tercero conforme a un contrato de UTE. La concesión de explotación en dicha área vence en 2037. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, esta concesión representó el 0,6%, 0,6% y 0,8% de la producción de la Emisora.

En la cuenca Cuyana, la Emisora tiene participaciones en 5 concesiones de explotación, los cuales vencen entre 2025 y 2027. La Emisora es titular y operadora en dos de las concesiones, mientras que en las tres áreas restantes la Emisora participa en las concesiones a través de contratos de UTE, en el marco de los cuales la operación de dichas áreas está a cargo de terceros. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la actividad en estas áreas representó el 4% y el 5% de la producción de la Emisora. Durante el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, la actividad en estas áreas representó el 5% de la producción de la Emisora.

Fuera de Argentina, la Emisora tiene una participación en el área Campo Onado en la cuenca Oriente, en Venezuela. Las actividades de producción y desarrollo de la Emisora en Venezuela son llevadas a cabo a través de su afiliada, Petronado, de la que la Emisora es titular de una


Luis Villarreal
Subdelegado

participación del 26%. La Emisora no tiene requisitos de inversiones de capital ni la intención de dedicarse a la actividad de exploración, no ha recibido dividendos de, ni se le ha requerido que aporte fondos a Petronado desde 2008, y no puede garantizar que su inversión en Venezuela genere efectivo o no le demande la realización de pagos durante el plazo de los títulos.

Áreas de producción y exploración de la Emisora

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de las áreas de producción y explotación de la Emisora:



En el cuadro que sigue a continuación se resume cierta información acerca de las áreas de la Emisora:

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación de la Emisora (%)	Operador	Fecha de Vencimiento de las Concesiones o Permisos ⁽³⁾	Actividad
Argentina					
Austral ⁽⁴⁾	El Cerrito	100,00	CGC	2033/2037/2053	Explotación Exploración y explotación
	Dos Hermanos	100,00	CGC	2027/2034/2037	Exploración y explotación
	Campo Boleadoras.....	100,00	CGC	2027/2033/2034	Exploración y explotación
	Campo Indio / El Cerrito Este	100,00	CGC	2028/2053	Exploración y explotación
	María Inés	100,00	CGC	2027/2028	Exploración y explotación
	Cóndor	100,00	CGC	2027	Exploración y explotación
	La Maggie.....	100,00	CGC	2026/2027	Exploración y explotación
	Glencross ⁽⁵⁾	87,00	CGC	2033	Explotación
	Estancia Chiripa ⁽⁵⁾	87,00	CGC	2033	Explotación
	Tapi Aike	100,00	CGC	2026 ⁽¹⁰⁾	Exploración

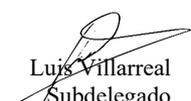
Luis Villarreal
Subdelegado

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación de la Emisora (%)	Operador	Fecha de Vencimiento de las Concesiones o Permisos ⁽³⁾	Actividad
	Paso Fuhr.....	50,00	CGC	2024 ⁽¹⁰⁾	Exploración
Golfo San Jorge ⁽⁶⁾	Bloque 127.....	100,00	CGC	2035	Explotación
	Cañadón León.....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación
	Cañadón Minerales....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación
	Cañadón Seco.....	100,00	CGC	2036	Exploración y explotación
	Cerro Overo.....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación
	Cerro Wenceslao.....	100,00	CGC	2036	Exploración y explotación
	El Cordón.....	100,00	CGC	2036	Exploración y explotación
	El Huemul – Koluel Kaike.....	100,00	CGC	2037	Exploración y explotación
	Las Heras.....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación
	Meseta Espinosa.....	100,00	CGC	2036	Exploración y explotación
	Meseta Espinosa Norte.....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación
	Meseta Sirven.....	100,00	CGC	2037	Exploración y explotación
	Piedra Clavada.....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación
	Sur Piedra Clavada....	100,00	CGC	2037	Exploración y explotación
Tres Picos.....	100,00	CGC	2035	Exploración y explotación	
Cuyana	Cacheuta.....	100,00	CGC	2025	Explotación
	Cajón de los Caballos.....	25,00	Roch S.A.	2025	Exploración y explotación
	La Ventana.....	30,00 ⁽⁷⁾	YPF S.A.	2027	Exploración y explotación
	Piedras Coloradas – Estructura Intermedia	100,00	CGC	2026	Exploración y explotación
	Río Tunuyán.....	30,00 ⁽⁷⁾	YPF S.A.	2026	Exploración y explotación
Noroeste	Aguaragüe ⁽⁸⁾	5,00	Tecpetrol S.A.	2037	Explotación y exploración
Venezuela	Campo Onado ⁽⁹⁾	26,004	Petronado S.A.	2026	Exploración

(1) La información expuesta en el cuadro excluye: (i) el área El Sauce, en la Cuenca Neuquina, que fue cedida a Energía Compañía Petrolera S.A. (a la fecha de este Prospecto, la cesión no ha sido autorizada por la Secretaría de Energía de la Provincia de Neuquén); y (ii) el área Palmar Largo, en la cuenca Noroeste, que por vencimiento del plazo original fue devuelta a la Provincia de Formosa (ver el apartado “Cuenca Noroeste” en esta sección);

(2) De acuerdo con lo que surge de la Nota 1 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el cuadro expone la información por distrito, es decir, por centro de costo u organización contable.

(3) Se refiere a permisos de exploración y/o a concesiones de explotación. De conformidad con lo detallado en la nota (2) anterior, en cada distrito, la Emisora o sus socios, son titulares de varios permisos o concesiones respecto de distintas


Luis Villarreal
Subdelegado

áreas / yacimientos y, por tal razón, el cuadro expone los años de vencimiento de las concesiones o permisos comprendidos por cada distrito.

(4) Excluye Laguna Grande, Lago Cardiel y Guanaco Muerto, Mata Amarilla y Piedrabuena que son áreas revertidas. Cada distrito dentro de la Cuenca Austral comprende varias áreas / yacimientos.

(5) El porcentaje de participación de la Emisora que se muestra, corresponde a la participación en el contrato de unión transitoria de empresas con Fomento Minero de Santa Cruz. No obstante, la Emisora es titular del 100% de la concesión de explotación del área. Estas áreas se encuentran en las fases iniciales del proceso exploratorio, por lo que no registran reservas ni producción.

(6) Con fecha 17 de noviembre de 2021, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Santa Cruz dictó el Decreto N° 1461/2021, el cual ratificó el acuerdo de prórroga celebrado entre CGC Energía S.A.U. (y actualmente en manos de la Emisora) y el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz, al efecto de extender el plazo de vigencia de las concesiones de explotación de hidrocarburos ubicadas en la cuenca del Golfo de San Jorge por un plazo adicional de diez años en los términos de lo previsto por el artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (sus modificatorias y complementarias). Como contraprestación, CGC Energía S.A.U.: (a) abonó un bono de prórroga de US\$18.440 miles; (b) se comprometió a invertir US\$5.532 miles en inversión social, y hasta US\$3.000 miles en energías renovables; (c) realizó un aporte de equidad social por US\$1.600 miles; (d) abonará una alícuota de regalía general del 16%, un 8% para producción terciaria y 10% para producción no convencional; y (e) asumió otros compromisos de inversión en cada una de las concesiones de explotación con el objetivo de incrementar la producción y las reservas (el “**Acuerdo de Prórroga**”).

(7) El porcentaje de participación que se muestra corresponde a la participación en el contrato de unión transitoria de empresas por cada área con YPF. Por su parte, en el caso del área Río Tunuyan, la Emisora es titular del 30% de la concesión del área, mientras que en el caso del área La Ventana, la Emisora no tiene participación en la concesión del área.

(8) La Emisora mantiene su participación a través de una UTE con YPF, Tecpetrol S.A., entre otras. Conforme al contrato de UTE, Tecpetrol S.A. es el operador del área. La Emisora no es titular de la concesión del área.

(9) La Emisora no cuenta con información actualizada acerca de las actividades en el área en Venezuela. Para mayor información, ver “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las operaciones en Venezuela de la Emisora*” en este Prospecto.

(10) Con fecha 18 de mayo de 2023 la Provincia de Santa Cruz emitió el Decreto Provincial N° 0495/23 en virtud del cual aprobó la modificación del objetivo del Permiso de Exploración por un objetivo No Convencional y consecuentemente la extensión de un año conforme lo dispuesto en el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, con fecha 15 de enero de 2024 la Provincia de Santa Cruz en virtud del Decreto Provincial N° 033/24 aprobó una extensión de 5 meses del Primer Periodo Exploratorio, finalizando el 16 de junio de 2024.

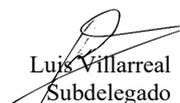
Producción de petróleo y gas

En el cuadro a continuación se indica la producción diaria promedio neta de petróleo crudo y gas natural de la Emisora en Argentina, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
PRODUCCIÓN ⁽¹⁾			
Producción de petróleo crudo (bbl/d)			
Austral	4.271,0	4.745,6	5.262,3
Golfo San Jorge	16.202,3	13.667,9	12.756,1
Cuyana	2.313,0	2.453,9	2.341,3
Noroeste	46,3	51,1	65,6
Total producción de petróleo crudo	22.832,6	20.918,5	20.425,2
Producción de gas natural (Mm³/d) ⁽²⁾			
Austral	4.022,3	4139,8	4553,3
Golfo San Jorge	868,3	370,9	160,0
Cuyana	10,1	10,0	8,0
Noroeste	40,3	41,4	50,2
Total producción de gas natural	4.941,0	4.562,2	4.771,5
Total (boe/d)	53.910,3	49.613,8	50.436,8

(1) Incluye información sobre la producción en las cuencas del Golfo San Jorge y Cuyana a partir de la fecha de la adquisición de CGC Energía S.A.U. (que se ha fusionado con la Emisora), es decir, desde el 30 de junio de 2021.

(2) En boe/d, la producción de gas de la Emisora fue de 30.012 en 2021, de 28.695 en 2022, y de 31.078 en 2023.


Luis Villarreal
Subdelegado

En el cuadro a continuación se indica el precio de venta promedio por barril de petróleo y por millones de BTU de gas natural en Argentina para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
PRECIO DE VENTA			
Precio de venta promedio del petróleo (US\$ /bbl)	71,81	77,53	67,10
Precio de venta promedio de gas natural ⁽¹⁾ (US\$ /MMBTU) ⁽²⁾	4,89	3,73	3,33

(1) Excluye cualquier ingreso recibido bajo programas de estímulo o subsidio. El precio bruto promedio por millón de BTU de gas natural fue de US\$5,03, US\$3,75 y US\$5,34 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(2) El precio del gas en US\$ /boe fue de 28,7, 21,9 y 19,5 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

En el cuadro a continuación se indican los costos de producción promedio, incluyendo los costos de extracción, las regalías y el costo de depreciación de los yacimientos de petróleo y gas en Argentina para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de ⁽¹⁾		
	2023	2022	2021
(en US\$ por barril equivalente de petróleo) ⁽²⁾			
Costos de extracción	13,55	20,80	20,81
Regalías ⁽³⁾	4,71	7,05	8,32
Depreciación	7,65	8,33	15,30
Total	25,92	36,18	44,43

(1) Se refleja información consolidada de CGC Energía S.A.U. por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2022 y finalizado el 31 de diciembre de 2022, y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. No se incluye información consolidada de CGC Energía S.A.U. por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

(2) Los montos indicados en US\$ han sido convertidos de pesos argentinos al tipo de cambio de \$808,45 por US\$1 por referencia al tipo de cambio de tipo vendedor (*divisas*) publicado por Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2023, para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 y, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se utilizó el tipo de cambio de tipo vendedor (*divisas*) publicado por Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2022, de \$177,16 por US\$1.

(3) Incluye los aranceles de los propietarios (servidumbres) y otros aranceles pagaderos a las provincias (incluyendo cánones).

Pozos Productivos

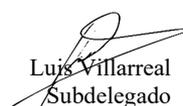
Al 31 de diciembre de 2023, el total de pozos productivos brutos y netos (es decir, los pozos que están produciendo petróleo o gas o que son mecánicamente capaces de producirlo) en Argentina fueron los siguientes:

	Petróleo	Gas Natural	Total
Pozos productivos brutos ⁽¹⁾	1.698	316	2.014
Pozos productivos netos ⁽²⁾	1.500	295	1.795

(1) Número total de pozos en que la Emisora posee una participación en la explotación.

(2) Representa la participación de la Emisora sobre los pozos productivos brutos.

En el siguiente cuadro se indica el número de pozos que fueron perforados en Argentina y los resultados en los períodos allí indicados. Un pozo de desarrollo es un pozo perforado para producir reservas de petróleo y gas no clasificadas como probadas, para encontrar un nuevo reservorio en un yacimiento determinado previamente como productivo de petróleo y gas en otro reservorio o para ampliar un reservorio conocido. Un pozo exitoso es un pozo exploratorio, de desarrollo o ampliación que no es un pozo seco. Un pozo seco es un pozo exploratorio, de


Luis Villarreal
Subdelegado

desarrollo o ampliación que resulta incapaz de producir petróleo o gas en cantidades suficientes como para justificar la finalización de un pozo de petróleo o gas.

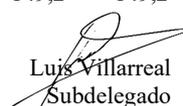
	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de ⁽¹⁾		
	2023	2022	2021
Pozos exploratorios perforados:			
Pozos exitosos	10	2	1
Pozos secos	3	1	2
Total	13	3	3
Pozos de desarrollo perforados:			
Pozos exitosos	54	37	26
Pozos secos	12	-	1
Total	66	37	27

(1) Se refleja información consolidada de CGC Energía S.A.U. por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y finalizado el 31 de diciembre de 2021, y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022. No se incluye información consolidada de CGC Energía S.A.U. por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Acres desarrollados y no desarrollados

En el cuadro a continuación se incluye cierta información relativa al total de acres desarrollados y no desarrollados brutos y netos al 31 de diciembre de 2023.

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación %	Año de vencimiento de las concesiones o permisos ⁽³⁾	Área desarrollada		Área no desarrollada		Área total	
				Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina									
Austral	El Cerrito	100,00	2033/2037/2053	18,3	18,3	156,8	156,8	175,2	175,2
	Dos Hermanos	100,00	2027/2034/2037	6,9	6,9	113,4	113,4	120,3	120,3
	Campo Boleadoras	100,00	2027/2033/2034	41,7	41,7	174,3	174,3	216,1	216,1
	Campo Indio Este	100,00	2028/2053	23,5	23,5	25,5	25,5	49,0	49,0
	María Inés	100,00	2027/2028	44,9	44,9	194,7	194,7	239,7	239,7
	Cóndor	100,00	2027	38,9	38,9	961,5	961,5	1.000,4	1.000,4
	La Maggie	100,00	2026/2027	28,9	28,9	1.433,5	1.433,5	1.462,4	1.462,4
	Glencross	87,00	2033	-	-	185,9	161,7	185,9	161,7
	Estancia Chiripa	87,00	2033	-	-	55,3	48,1	55,3	48,1
	Tapi Aike	100,00	N/A	-	-	1.281,6	1.038,1	1.281,6	1.038,1
Paso Fuhr	50,00	N/A	18,3	18,3	156,8	156,8	175,2	175,2	
Golfo San Jorge	Bloque 127	100,00	2035	1,4	1,4	27,4	27,4	28,9	28,9
	Cañadón León	100,00	2035	2,4	2,4	88,2	88,2	90,6	90,6
	Cañadón Minerales	100,00	2035	9,5	9,5	64,6	64,6	74,1	74,1
	Cañadón Seco	100,00	2036	10,0	10,0	31,7	31,7	41,7	41,7
	Cerro Overo	100,00	2035	0,4	0,4	80,6	80,6	81,0	81,0
	Cerro Wenceslao	100,00	2036	4,8	4,8	82,8	82,8	87,7	87,7
	El Cordón	100,00	2036	8,2	8,2	9,0	9,0	17,3	17,3
	El Huemul – Koluel Kaike	100,00	2037	33,5	33,5	115,7	115,7	149,2	149,2


Luis Villarreal
Subdelegado

Cuenca ⁽¹⁾	Distrito ⁽²⁾	Participación %	Año de vencimiento de las concesiones o permisos ⁽³⁾	Área desarrollada		Área no desarrollada		Área total		
				Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	
Cuyana	Las Heras	100,00	2035	4,0	4,0	61,7	61,7	65,7	65,7	
	Meseta Espinosa	100,00	2036	14,9	14,9	19,6	19,6	34,6	34,6	
	Meseta Espinosa Norte	100,00	2035	4,7	4,7	37,0	37,0	41,7	41,7	
	Meseta Sirven	100,00	2037	0,5	0,5	66,6	66,6	67,2	67,2	
	Piedra Clavada	100,00	2035	5,6	5,6	49,8	49,8	55,3	55,3	
	Sur Piedra Clavada	100,00		3,9	3,9	45,7	45,7	49,6	49,6	
	Tres Picos	100,00	2035	2,5	2,5	118,0	118,0	120,5	120,5	
	Cacheuta	100,00	2025	1,0	1,0	72,8	72,8	73,8	73,8	
	Cajón de los Caballos	25,00	2025	0,7	0,7	216,9	216,9	217,7	217,7	
	La Ventana	30,00	2027	18,3	18,3	100,2	100,2	118,6	118,6	
	Piedras Coloradas – Estructura Intermedia	100,00	2026	3,0	3,0	23,6	23,6	26,6	26,6	
	Río Tunuyán	30,00	2026	0,9	0,9	4,2	4,2	5,1	5,1	
	Noroeste	Aguaragüe	5,00	2027	17,2	0,9	29,2	1,5	46,5	2,3
	Venezuela ⁽⁴⁾	Campo Onado.	26,004	2026	6,7	1,7	47,7	12,4	54,4	14,1

(1) La información expuesta en el cuadro excluye: (i) el área El Sauce, en la Cuenca Neuquina, que fue cedida a Energía Compañía Petrolera S.A. (a la fecha de este Prospecto, la cesión no ha sido autorizada por la Secretaría de Energía de la Provincia de Neuquén); y (ii) el área Palmar Largo, en la cuenca Noroeste, que por vencimiento del plazo original fue devuelta a la Provincia de Formosa (ver el apartado “Cuenca Noroeste” en esta sección);

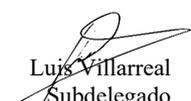
(2) De acuerdo con lo que surge de la Nota 1 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el cuadro expone la información por distrito, es decir, por centro de costo u organización contable. Por lo tanto, cada distrito comprende varias áreas / yacimientos.

(3) Se refiere a permisos de exploración y/o a concesiones de explotación. De conformidad con lo detallado en la nota (2) anterior, en cada distrito, la Emisora o sus socios, son titulares de varios permisos o concesiones respecto de distintas áreas / yacimientos y, por tal razón, el cuadro expone los años de vencimiento de las concesiones o permisos comprendidos por cada distrito.

(4) La Emisora no cuenta con información actualizada acerca de las actividades en el área en Venezuela. Para mayor información, ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las operaciones en Venezuela de la Emisora” en el Prospecto.

Reservas de Petróleo y Gas

Las estimaciones de reservas al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 2021 para las áreas de la Emisora en las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Cuyana fueron auditadas por DeGolyer and MacNaughton. Las estimaciones de reservas de gas y petróleo para las áreas Aguaragüe y Angostura en Argentina, fueron preparadas internamente por ingenieros de la Emisora especializados en reservas, basándose en información provista por los socios de la Emisora en las uniones transitorias de empresas que operan dichas áreas. Estas áreas representaron el 0,3% del total de las reservas netas probadas, probables y posibles al 31 de diciembre de 2023. La Emisora presenta anualmente sus estimaciones de reservas ante la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía). Las estimaciones de reservas que se presentan ante dicha Secretaría son consistentes con las estimaciones provistas en este Prospecto para 2023.


Luis Villarreal
Subdelegado

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas, probables y posibles de la Emisora eran de 256.449,1 Mboe, y consistían en 129.956,3 Mbbls de petróleo y 126.492,8 Mboe de gas natural. De estas reservas, 157.937,1 Mboe son probadas.

Las reservas probadas netas estimadas de la Emisora al 31 de diciembre de 2023 representaban una vida promedio de las reservas de aproximadamente 9,0 años para petróleo y 7,3 años para gas natural, o una vida promedio de las reservas probadas combinada de aproximadamente 8,0 años, mientras que las estimaciones de reservas probadas más probables representaron una vida promedio de 12,7 años para petróleo y 9,8 años para gas, o una vida promedio de las reservas combinadas probadas más probables de 11,0 años.

Este Prospecto incluye estimaciones para las reservas probadas, probables y posibles de la Emisora preparadas de acuerdo con las reglas de estimaciones de reservas de petróleo y gas, definiciones y pautas de PRMS (Sistema de Gestión de Recursos Petroleros) aprobadas por *Society of Petroleum Engineers* (Asociación de Ingenieros en Petróleo) y otras instituciones internacionales.

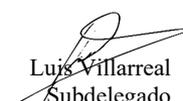
Al 31 de diciembre de 2023, la cuenca Austral y la cuenca del Golfo San Jorge representaban aproximadamente el 9,2% y el 87,7%, respectivamente, de las reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 62,6% y el 36,8%, respectivamente, de las reservas netas probadas estimadas de gas de la Emisora en Argentina, respectivamente. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la cuenca Austral representó aproximadamente el 18,7% de la producción neta de petróleo y el 81,4% de la producción neta de gas de la Emisora en Argentina. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca Austral representó el 54,9% de su producción neta total de petróleo y gas. Además, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la cuenca del Golfo San Jorge representó aproximadamente el 71,0% de la producción neta de petróleo y el 17,6% de la producción neta de gas de la Emisora en Argentina, a través de su Subsidiaria. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge representó el 40,2% de su producción neta total de petróleo y gas.

En el cuadro a continuación se indican las reservas de petróleo y gas probados, probables y posibles estimados de la Emisora en Argentina al 31 de diciembre de 2023.

	Petróleo (Mbbls)	Gas (Mboe)	Total (Mboe)
RESERVAS			
Probadas			
Desarrolladas	51.689,7	51.589,0	103.278,7
No desarrolladas	23.201,2	31.457,2	54.658,4
Total Probadas	74.890,9	83.046,2	157.937,1
Probables	31.321,7	27.745,0	59.066,7
Posibles	23.743,7	15.701,6	39.445,3
Total	129.956,3	126.492,8	256.449,1

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas netas combinadas de petróleo y gas natural de la Emisora en Argentina se estimaban en 157.937,1 Mboe, de las cuales aproximadamente el 65,4% eran reservas probadas desarrolladas y aproximadamente el 34,6% eran reservas probadas no desarrolladas. El petróleo representaba aproximadamente el 47% de las reservas probadas netas combinadas de la Emisora en Argentina, mientras que el gas natural representaba el 53%.

En el siguiente cuadro se indica el total de las reservas netas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo y gas en Argentina en las fechas indicadas.


Luis Villarreal
Subdelegado

	Petróleo (Mbbl)	Gas (en Mboe)	Combinadas (en Mboe)
Total de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾	74.890,9	83.046,2	157.937,1
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2023 ⁽¹⁾	51.689,7	51.589,0	103.278,7
Total de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾	65.667,6	79.920,2	145.587,8
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2022 ⁽¹⁾	47.660,8	51.713,9	99.374,7
Total de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾	57.112,7	69.481,0	126.593,7
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾	44.985,0	51.120,4	96.105,4

(1) Las estimaciones de la Emisora al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 para las áreas de las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Cuyana en la Argentina fueron auditadas por *DeGolyer and MacNaughton*. Las estimaciones de reservas de gas y petróleo para la cuenca Noroeste en Argentina, fueron preparadas internamente por ingenieros de la Emisora especializados en reservas, basándose en información provista por los socios de la Emisora en las uniones transitorias de empresas que operan dichas áreas.

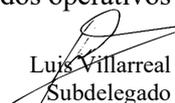
Existe mucha incertidumbre al estimar las cantidades de las reservas probadas y al proyectar los niveles futuros de producción y los tiempos para las inversiones en desarrollo, incluyendo ciertos factores que están más allá del control de la Emisora. Los datos sobre las reservas indicados en este Prospecto representan únicamente estimaciones de las reservas probadas de petróleo y gas de la Emisora. La ingeniería de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de las acumulaciones subterráneas de petróleo y gas natural que no pueden ser medidas en forma precisa.

La precisión de una estimación sobre reservas deriva de los datos disponibles, la ingeniería y la interpretación y determinación geológica de las reservas y la ingeniería de los reservorios. Como resultado de ello, diferentes ingenieros frecuentemente obtienen distintas estimaciones. Estas estimaciones reflejan, además, asunciones de información con respecto a *ratios* de producción futura, tiempos e importes en inversiones de desarrollo precios del petróleo del gas, muchas de las cuales escapan al control de la Emisora y podrán no ser correctas con el transcurso del tiempo.

Además, los resultados de las perforaciones, pruebas y producción posteriores a la fecha de una estimación pueden justificar la revisión de dicha estimación, de modo que las estimaciones de reservas realizadas en un momento específico son frecuentemente diferentes de las cantidades de petróleo y gas finalmente recuperadas. Asimismo, las estimaciones de ingresos netos futuros realizadas a partir de las reservas probadas de la Emisora y el valor presente de las mismas se basan en presunciones acerca de los niveles de producción futuros, los precios y los costos que pueden no resultar correctas con el paso del tiempo. La utilidad de dichas estimaciones depende en gran medida de la corrección de las presunciones en las que se basan.

Por consiguiente, la Emisora no puede garantizar que se alcanzarán niveles de producción específicos ni los flujos de fondos que se obtendrán de ellos. La cantidad real de las reservas de la Emisora y los flujos de fondos futuros que se obtengan de ellas pueden resultar significativamente diferentes a los indicados en las estimaciones incluidas en este Prospecto. Ver *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación financiera de la Emisora”* en este Prospecto.

A los efectos de este Prospecto: (i) las “reservas probadas” son aquellas cantidades de petróleo y gas respecto de las que, según los análisis de geociencia y los datos de ingeniería, puede estimarse con razonable certeza que son económicamente producibles—a partir de una fecha determinada, de reservorios conocidos, y conforme condiciones económicas, métodos operativos


Luis Villarreal
Subdelegado

y normas gubernamentales aplicables existentes—antes del vencimiento de los contratos que proveen el derecho a operar, a menos que exista evidencia de que la renovación de los mismos es razonablemente posible, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para las estimaciones, y siempre que el proyecto para extraer los hidrocarburos haya comenzado o el operador tenga la certeza razonable de que comenzará el proyecto dentro de un lapso de tiempo razonable; (ii) las “reservas probables” son aquellas reservas adicionales respecto de las que se tiene menos certeza acerca de su recuperación que las reservas probadas, pero que, junto con las reservas probadas, probablemente serán recuperadas; y (iii) las “reservas posibles” son aquellas reservas adicionales respecto de las que se tiene menos certeza acerca de su recuperación que las reservas probables.

Las estimaciones de reservas netas incluidas en este Prospecto reflejan solamente la participación de la Emisora en las reservas brutas correspondientes. Todas las estimaciones de reservas de petróleo y gas de la Emisora reflejan la deducción del consumo interno, sin descontar las regalías que deben abonarse al Estado Nacional o a las provincias, según corresponda, que se reflejan en los estados financieros de la Emisora como un costo. Además, las estimaciones de reservas de gas incluidas en este Prospecto reflejan los volúmenes de gas ajustados proporcionalmente al poder calórico de 9.300 kcal/m³. Las normas PRMS no reconocen como reservas a los volúmenes de gas ajustados por su poder calórico, por lo tanto, ninguno de los volúmenes reportados en este Prospecto deberá ser interpretados como reservas auditadas por *DeGolyer and MacNaughton*. Sin perjuicio de ello, la Emisora requirió a *DeGolyer and MacNaughton* que incluyera en su reporte los volúmenes de gas modificados proporcionalmente según su poder calórico a 9.300 kcal/m³, a los fines de compatibilizar la forma en que la Emisora expone sus volúmenes de producción.

De acuerdo con lo que surge del reporte de *DeGolyer and MacNaughton*, al 31 de diciembre de 2023 las estimaciones de reservas de la cuenca Austral, la cuenca del Golfo San Jorge y la cuenca Cuyana sin descontar el consumo interno y sin ajustarlas según su poder calórico, son las siguientes:

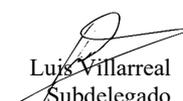
	Petróleo ⁽¹⁾ (Mbbls)	Gas (Mboe)	Total (Mboe)
RESERVAS			
Probadas			
Desarrolladas	51.626,8	48.905,1	100.531,9
No desarrolladas	23.190,5	29.965,3	53.155,8
Total	74.817,3	78.870,4	153.687,7
Probables	31.308,2	26.335,4	57.643,6
Posibles	23.703,7	14.774,8	38.478,5
Total	129.829,2	119.980,6	249.809,8

(1) Comprende petróleo crudo, condensado, LPG y gasolina.

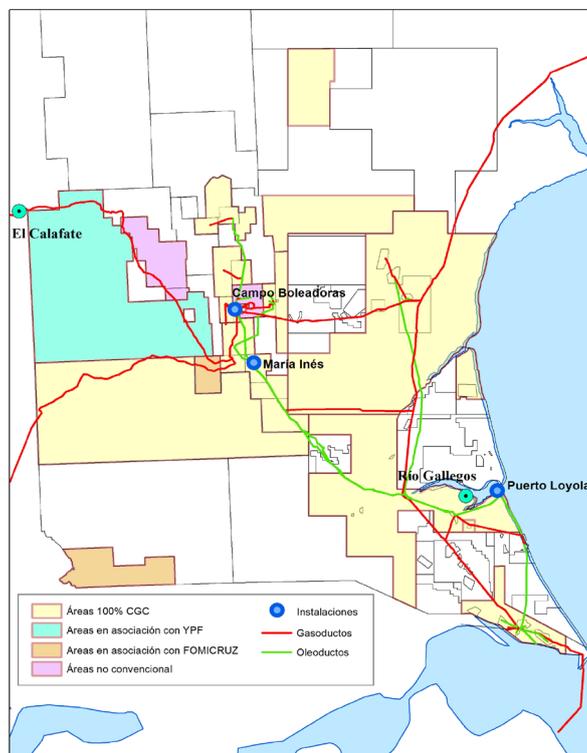
Cuenca Austral

La cuenca Austral se encuentra ubicada en el extremo sur de América del Sur y cubre parcialmente las provincias argentinas de Santa Cruz y Tierra del Fuego, el Estrecho de Magallanes y la región sudoeste de Chile. La cuenca Austral tiene una superficie de aproximadamente 230.000 km², el 85% de la cual se encuentra ubicada en Argentina.

El 54,9% de la producción de hidrocarburos y 37,3% de las reservas netas probadas de la Emisora se encuentra actualmente concentrado en la cuenca Austral. Dentro de la cuenca Austral, la Emisora posee participaciones directas y opera en aproximadamente 160 yacimientos de petróleo y gas en doce áreas. La Emisora exporta la totalidad de su producción de crudo proveniente de la cuenca Austral.


Luis Villarreal
Subdelegado

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de los distritos de la Emisora en la cuenca Austral.

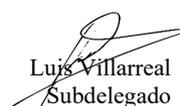


Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, la cuenca Austral representó aproximadamente el 18,7 y 22,7%, de la producción neta de petróleo y el 81,4% y 90,7% de la producción neta de gas en Argentina, respectivamente. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca Austral representó el 54,9% y 62,0% de su producción neta total de petróleo y gas, respectivamente. Además, al 31 de diciembre de 2023, dicha cuenca representó aproximadamente el 9,2% de sus reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 62,6% de sus reservas netas probadas estimadas de gas en Argentina.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 su producción diaria promedio en la cuenca Austral fue de 4.271,0 bbl/d de petróleo y 4.022,3 Mm³/d, o 25.299,3 boe/d, de gas. Durante ese período, su producción de petróleo disminuyó un 10% comparado con el mismo período de 2022, y su producción de gas, disminuyó en forma comparativa con el mismo período de 2022, un 2,8%. Al 31 de diciembre de 2023, sus reservas probadas estimadas en la cuenca Austral fueron de 6.925,1 Mbbl de petróleo y 51.966,4 Mboe de gas.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora realizó 12 reparaciones en 12 pozos y perforó 39 pozos de desarrollo, de los cuales 28 pozos fueron exitosos en la cuenca Austral. Dentro de la campaña de perforación de la Emisora, se incluyeron 2 pozos exploratorios, de los cuales uno de ellos resultó exitoso. Los pozos actualmente clasificados como “secos” aún se encuentran bajo estudio, pudiendo eventualmente reclasificarse como productivos en el futuro.

Durante 2024 y 2025, el plan de perforación de la Emisora en la cuenca Austral incluye inversiones en el rango de aproximadamente US\$240 – US\$270 millones, siendo aproximadamente el 89% de dichas inversiones asignado al desarrollo de reservas y el 11% a proyectos exploratorios, incluyendo la exploración de gas de baja permeabilidad (*tight gas*) y otros hidrocarburos convencionales.


Luis Villarreal
Subdelegado

La Emisora tiene 3 permisos de exploración y 26 concesiones de explotación en la cuenca Austral, que vencen entre 2022 y 2053. En enero de 2018, la Emisora extendió su concesión de producción de hidrocarburos no convencionales en Campo Indio Este-El Cerrito por un plazo adicional de 35 años. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, estas concesiones representaron el 22,7% y 33,6% de su producción en punto de venta. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, estas concesiones representaron el 40,7% de la producción de la Emisora.

El día 21 de diciembre de 2022, de acuerdo con lo previsto por el artículo 37 de la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos, la Emisora puso en conocimiento del Instituto de Energía de Santa Cruz, su decisión de revertir cierta porción de la superficie de “Área Remanente” de las concesiones denominadas “Santa Cruz I” (Fracción B y Fracción C), “Santa Cruz II” (Fracción A y Fracción B) y “Laguna de los Capones”.

A partir de esta decisión, las superficies sobre estas concesiones son las siguientes:

Concesión	Superficie Total Retenida ⁽¹⁾	Lote de Explotación ⁽¹⁾	Área Remanente ⁽¹⁾
Santa Cruz-I - Fracción B	192,86	1,00	191,86
Santa Cruz-I - Fracción C	839,44	111,63	727,81
Santa Cruz II Fracción A	1.857,62	17,96	1.839,66
Santa Cruz II Fracción B	116,24	116,24	-
Laguna de los Capones	93,28	15,30	77,98

(1) Expresada en km2.

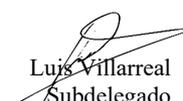
(2) Los lotes de explotación correspondientes a cada una de estas concesiones permanecen inalterados.

Cuenca del Golfo San Jorge

En junio de 2021, la Emisora incorporó a su negocio importantes áreas de exploración y explotación en la cuenca del Golfo San Jorge.

La cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en el extremo sur de América del Sur y cubre la zona norte de la Provincia de Santa Cruz y la zona sur de la Provincia de Chubut. La cuenca del Golfo San Jorge tiene una superficie de aproximadamente 70.022 km², el 100% de la cual se encuentra ubicada en Argentina.

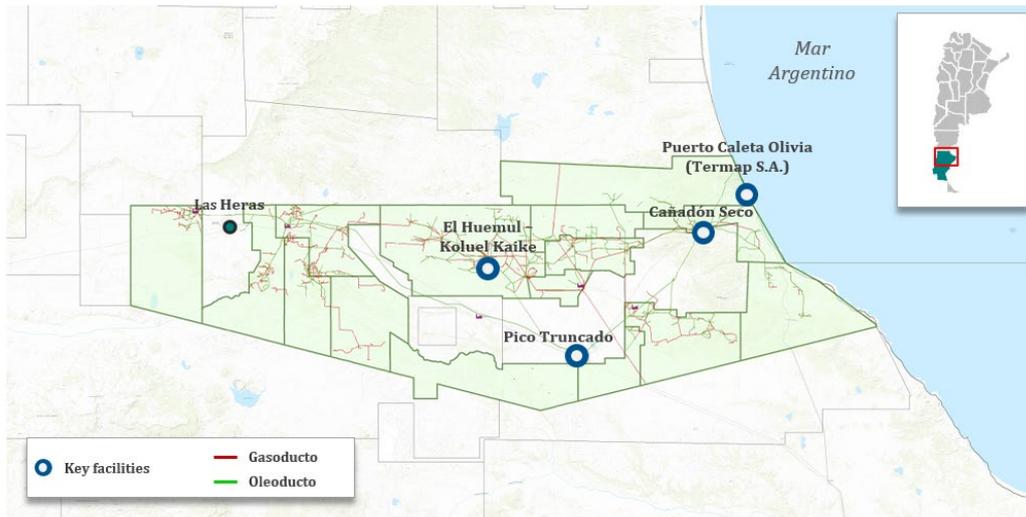
Durante el segundo semestre del año 2021, la Emisora trabajó fundamentalmente en el plan estratégico para relanzar la actividad en 2022, luego de más de 5 años con un bajo nivel de inversiones en *upstream* en la cuenca. Este plan tuvo dos focos, el primero fue la elaboración y presentación de un plan a la Provincia de Santa Cruz para el otorgamiento de la extensión de contratos de explotación de las áreas de la cuenca del Golfo San Jorge. El 17 de noviembre de 2021, la Emisora llegó a un acuerdo con el Instituto de Energía de la provincia de Santa Cruz para extender el plazo de vigencia de las concesiones que pertenecían a CGC Energía S.A.U. por diez años adicionales a los vencimientos de estas que operaban originalmente entre los años 2025 y 2027. Como parte del acuerdo se realizó un inventario y se clasificó según el grado de afectación a la totalidad de las piletas ubicadas dentro de las áreas de las concesiones renovadas, independientemente de si CGC Energía S.A.U. (ahora la Emisora) era o no responsable por ellas. En dicho sentido, CGC Energía S.A.U. (ahora la Emisora) se comprometió a la remediación y tratamiento exclusivamente de aquellas piletas categorizadas como de media o alta. El 22 de diciembre de 2021, la Legislatura de Santa Cruz sancionó la Ley N° 3771 que ratificó el acuerdo. Dicha ley fue promulgada mediante el Decreto N° 1645/21 del Poder Ejecutivo de la provincia. De esta forma, la Emisora (a través de su Subsidiaria) tiene actualmente 15 concesiones de explotación en la cuenca del Golfo San Jorge, que vencen entre 2035 y 2037. La actividad comprometida se inició en 2022.


Luis Villarreal
Subdelegado

El segundo foco se centró en formular y planificar el año 2022 en donde se comenzó la inversión en perforación, terminación y reparación de pozos de desarrollo y exploratorios. A su vez, se planea expandir los desarrollos de recuperación secundaria, activar nuevos proyectos, así como también iniciar pilotos de recuperación terciaria.

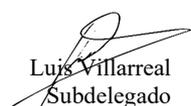
El 40,2% de la producción de hidrocarburos y 60,9% de las reservas netas probadas de la Emisora se encuentra actualmente concentrado en la cuenca del Golfo San Jorge. Dentro de la cuenca del Golfo San Jorge la Emisora posee participaciones directas en 15 áreas y opera en aproximadamente 15 yacimientos de petróleo y gas. La Emisora comercializa en el mercado local el crudo proveniente de la cuenca del Golfo San Jorge.

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de los distritos de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge.



El mapa que sigue a continuación refleja la ubicación de las áreas en la Cuenca Golfo San Jorge dentro de la provincia de Santa Cruz:




Luis Villarreal
Subdelegado

Durante 2023 la cuenca del Golfo San Jorge representó aproximadamente el 71,0%, de la producción neta de petróleo y el 17,6% de su producción neta de gas de la Emisora en Argentina, respectivamente. En total, la cartera de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge representó el 40,2% de su producción neta total de petróleo y gas. Además, al 31 de diciembre de 2023, dicha cuenca representó aproximadamente el 87,7% de sus reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 36,8% de sus reservas netas probadas estimadas de gas en Argentina.

Durante 2023, la producción diaria promedio en la cuenca del Golfo San Jorge fue de 16.202,3 bbl/d de petróleo y 868,3 Mm³/d, o 5.461,5 boe/d, de gas. Al 31 de diciembre de 2023, sus reservas probadas estimadas en la cuenca del Golfo San Jorge fueron de 65.685,1 Mbbbl de petróleo y 30.533,9 Mboe de gas.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora realizó 909 reparaciones en 591 pozos y perforó 27 pozos de desarrollo, de los cuales todos fueron exitosos en la cuenca del Golfo San Jorge. Dentro de la campaña de perforación de la Emisora, se incluyeron 11 pozo exploratorios, de los cuales 9 de ellos resultaron exitosos. Los pozos actualmente clasificados como “secos” aún se encuentran bajo estudio, pudiendo eventualmente reclasificarse como productivos en el futuro.

Durante 2024 y 2025, el plan de perforación de la Emisora en la cuenca del Golfo San Jorge incluye inversiones en el rango de aproximadamente US\$370 – US\$430 millones, siendo aproximadamente el 94% de dichas inversiones asignado al desarrollo de reservas.

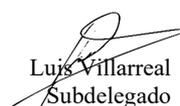
Cuenca Cuyana

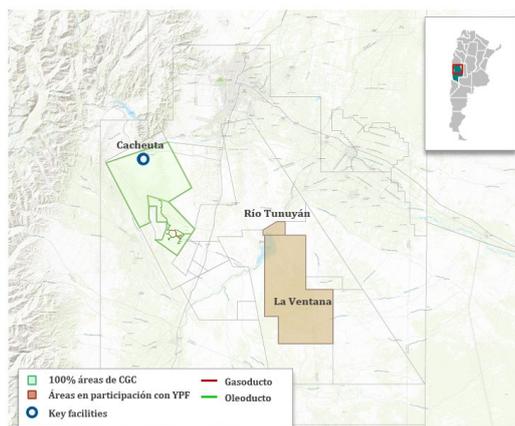
En junio de 2021 la Emisora incorporó a su negocio cinco áreas de exploración y explotación en la cuenca Cuyana, que cubren una superficie total de aproximadamente 1.790 km². La Emisora es titular y operadora en dos de las concesiones, mientras que en las tres áreas restantes la Emisora participa en las concesiones a través de contratos de UTE, en el marco de los cuales la operación de dichas áreas está a cargo de terceros.

Durante el año 2023, la Emisora trabajó fundamentalmente en relanzar la actividad, luego de más de 5 años con un bajo nivel de inversiones en *upstream* en la cuenca. El plan de la Emisora para la cuenca Cuyana para el año 2023 implicó, en aquellas áreas en las que es operadora, comenzar con la inversión en perforación, terminación y reparación de pozos de desarrollo y exploratorios. A su vez se inició la expansión de los desarrollos de recuperación secundaria, la activación de nuevos proyectos, así como también se iniciaron pilotos de recuperación terciaria. De esta forma, se consiguió aumentar la performance de producción y el mejoramiento de las instalaciones de superficie.

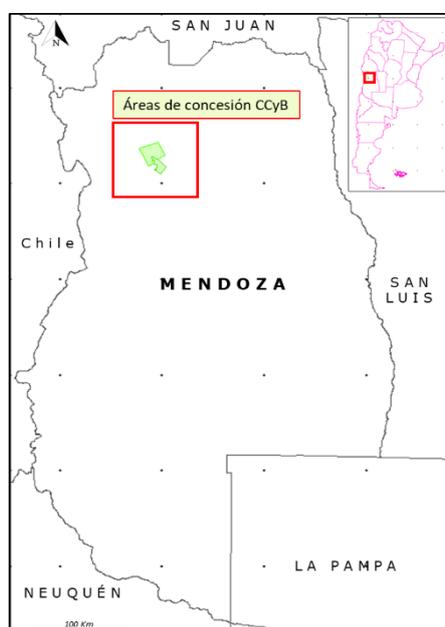
Dentro de la cuenca Cuyana la Emisora posee participaciones directas y opera en aproximadamente 2 yacimientos de petróleo y gas en 5 áreas. Asimismo, la Emisora tiene participaciones en las áreas La Ventana y Río Tunuyán, operadas por YPF S.A., y en el área Cajón de los Caballos, subdividida a efectos operativos en dos bloques: Occidental (operada por Roch S.A.) y Oriental (operada por YPF S.A.).

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación de los distritos de la Emisora en la cuenca Cuyana.


Luis Villarreal
Subdelegado



El mapa que sigue a continuación refleja la ubicación de las áreas de las concesiones en la provincia de Mendoza:



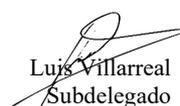
Durante 2023, la cuenca Cuyana representó aproximadamente el 10,1%, de la producción neta de petróleo y el 0,2% de su producción neta de gas de la Emisora en Argentina, respectivamente.

En total, la cartera de la Emisora en la cuenca Cuyana representó el 4,4% de su producción neta total de petróleo y gas. Además, al 31 de diciembre de 2023, dicha cuenca representó aproximadamente el 2,9% de sus reservas netas probadas estimadas de petróleo y el 0,2% de sus reservas netas probadas estimadas de gas en Argentina.

Durante 2023 su producción diaria promedio en la cuenca Cuyana fue de 2.313,0 bbl/d de petróleo y 10,1 Mm³/d, o 63,7 boe/d, de gas. Al 31 de diciembre de 2023, sus reservas probadas estimadas en la cuenca Cuyana fueron de 2.205,2 Mbbl de petróleo y 137,1 Mboe de gas.

Asimismo, durante 2023, la Emisora realizó 64 reparaciones en 51 pozos, como parte del plan de reparación de pozos existentes de la Subsidiaria.

Durante 2024 y 2025, el plan de perforación de la Emisora en la cuenca Cuyana incluye inversiones en el rango de aproximadamente US\$15 – US\$20 millones, siendo aproximadamente el 94% de dichas inversiones asignado al desarrollo de reservas.


Luis Villarreal
Subdelegado

Cuenca Noroeste

La Emisora posee una participación en el área Aguaragüe en la cuenca Noroeste, que cubre una superficie total de aproximadamente 188,2 km². Los socios de la Emisora en la UTE que explota el área cuentan con información 3D para el 7% de la superficie de Aguaragüe.

En el mapa que sigue a continuación se indica la ubicación geográfica del área Aguaragüe:



La Emisora es titular de una participación del 5% en el área Aguaragüe a través de una UTE con YPF, Tecpetrol y otros. Conforme al contrato de UTE, Tecpetrol lleva adelante las operaciones en el área.

La concesión de explotación relativa al área de Aguaragüe es de titularidad de YPF, y vence en 2037. Bajo esta concesión de explotación, la Emisora abona actualmente a la Provincia de Salta una regalía del 15% sobre el precio del petróleo y del gas a boca de pozo. Ver “*Antecedentes Financieros - Regalías*” en este Prospecto.

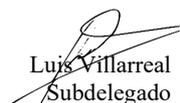
Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía participación en 26 pozos productivos en su área de la cuenca Noroeste. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la producción diaria promedio de la Emisora en esta área era de 46,3 bbl/d de petróleo y 40,3 Mm³/d, o 253,2 boe/d, de gas.

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas netas estimadas de la Emisora en su área de la cuenca Noroeste eran de 73,6 Mbbbl de petróleo y 404,4 Mboe de gas, respectivamente.

La infraestructura de la UTE de la Emisora en su área de la cuenca Noroeste incluye plantas de tratamiento de petróleo y gas natural, sistemas de recolección, baterías para la recolección de fluidos en cada yacimiento, gasoductos de interconexión para transportar la producción para su tratamiento, e instalaciones de almacenamiento y entrega ubicadas en la cuenca Noroeste.

Venezuela — Campo Onado

Fuera de Argentina, la Emisora tiene una participación en el área Campo Onado en la cuenca Oriente, en Venezuela. Campo Onado tiene una superficie de aproximadamente 22 km² y está ubicada 60 km al sudoeste de la ciudad de Maturín en la provincia de Monagas, Venezuela. La Emisora tiene una participación en Campo Onado, a través de una participación del 26% en su subsidiaria Petronado. La concesión de Petronado para esta área vence en 2026. Los demás accionistas de Petronado son CVP, PDVSA Social, Petroamazonas, y Korea National Oil Corporation, con tenencias del 56%, 4%, 8,4% y 5,6%, respectivamente. Desde el 31 de diciembre de 2008, Petronado no ha confeccionado estados financieros ni declarado ni distribuido dividendos. Tampoco se le ha requerido a la Emisora que aporte fondos a Petronado desde 2008.


Luis Villarreal
Subdelegado

Con relación a los riesgos relacionados con la participación de la Emisora en Campo Onado, ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las operaciones de la Emisora en Venezuela”.

La Emisora no puede garantizar que sus inversiones en Venezuela generarán fondos o que no le exigirán la realización de pagos.

Principales Instalaciones de la Emisora

Cuenca Austral

La Emisora posee una cantidad significativa de instalaciones en la cuenca Austral, incluyendo plantas de tratamiento de petróleo y gas natural, sistemas de recolección, baterías para recolectar fluidos en cada yacimiento, gasoductos de interconexión para transportar la producción para su tratamiento, e instalaciones de almacenamiento y entrega ubicadas cerca del puerto marítimo de Punta Loyola, que le permiten acceder fácilmente al mercado del petróleo.

La producción de petróleo de la Emisora es usualmente transportada por oleoductos o camiones desde las instalaciones de Punta Loyola, donde luego es transportado en tanques de petróleo a las refinerías. La producción de gas es usualmente inyectada a los gasoductos troncales San Martín y SM – El Calafate a los clientes. La Emisora cuenta con un campo de almacenamiento subterráneo de gas natural “Sur Río Chico”, la segunda de las instalaciones de estas características en Argentina, que permitió a la Emisora inyectar aproximadamente 1.000 Mm³/d de gas natural durante la temporada de verano y extraer aproximadamente 2.000 Mm³/d durante la temporada de invierno.

Las inversiones correspondientes a la Etapa Piloto del proyecto, que incluyen la construcción de una planta de compresión y deshidratación de gas, la perforación de un pozo y reparaciones en pozos existentes, ascienden a aproximadamente a US\$11 millones. El volumen de gas inyectado como parte del gas colchón (gas necesario para dar una presión mínima al reservorio) es de 22.5MMm³. Durante 2021 no se inyectó gas.

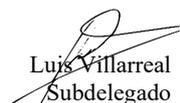
La Emisora considera la posibilidad de celebrar contratos de servicios con algunos de los otros operadores y empresas de exploración y producción en la cuenca Austral. También cree que su infraestructura de servicios seguirá siendo adecuada para atender sus necesidades de producción y de transporte.

Negocio de Transporte (Midstream)

Además del negocio de *upstream*, la Emisora tiene participaciones en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina. Las mismas consisten en participaciones en los sistemas de gasoductos de Transportadora de Gas del Norte (“TGN”), Gasoducto GasAndes (“GasAndes”) y Transportadora de Gas del Mercosur (“TGM”). TGN es uno de los principales operadores de gasoductos en Argentina y América Latina, con más de 30 años de experiencia operativa.

El sistema de gasoductos de TGN – el segundo sistema de gasoductos de gas natural en Argentina en términos de capacidad, de acuerdo con el ENARGAS – representa el 40% del total del transporte de gas natural en Argentina. El sistema de gasoductos está ubicado en la parte norte y central del país y tiene una extensión total de aproximadamente 6.800 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 60MMm³/d. Además, TGN posee y opera 20 plantas de compresión y opera y mantiene aproximadamente 4.000 km de gasoductos de terceros.

El gasoducto GasAndes, que conecta la parte central de Argentina con la parte central de Chile, tiene una extensión de aproximadamente 533 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 10,8 MMm³/d. El gasoducto TGM, que conecta el norte de Argentina con el sur de Brasil, tiene


Luis Villarreal
Subdelegado

una extensión de aproximadamente 437 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 15,0 MMm³/d; no obstante, el gasoducto TGM no opera desde 2008 debido a las restricciones a la exportación de gas en Argentina.

El transporte de gas natural es regulado por el Estado Nacional. El Estado Nacional ha otorgado a las empresas de transporte de gas concesiones exclusivas hasta 2027, que son renovables por un período adicional de 10 años. El Estado Nacional también fija los precios del transporte de gas natural.

El descontento social derivado de las severas fluctuaciones en el tipo de cambio y los altos índices de inflación generó que la administración anterior, mediante la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (la “**Ley de Solidaridad**”), declarara la emergencia energética y tarifaria. Dicha ley estableció la suspensión del aumento en las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas por un plazo de 180 días, que fue sucesivamente prorrogada hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral (conforme dicho término se define más adelante) para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. Asimismo, el decreto preveía que los distribuidores de gas y energía (entre otros servicios provistos) no podrían cortar los suministros de gas o energía eléctrica a los usuarios que registren deudas con los distribuidores.

Con fecha 17 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral aplicables en el sector energético y prorrogó el congelamiento tarifario entonces vigente por un plazo de 90 días adicionales. El proceso de renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria Integral fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a tres (3) años (conforme la prórroga dispuesta por el Decreto N° 815/2022), y facultándose a dichos organismos para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad-referéndum* del Poder Ejecutivo Nacional.

El 23 de febrero de 2021, mediante la publicación de la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 16 de marzo de 2021, a fin de considerar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias de conformidad con lo dispuesto con el Decreto N° 1020/2020 y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 4 de marzo de 2021 el ENRE convocó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a una audiencia pública que se llevó a cabo los días 29 y 30 de marzo de 2021, en la que se buscaba definir una tarifa de transición hasta que se apruebe un nuevo marco tarifario, finalizando de dicho modo el referido período de congelamientos tarifarios entonces vigente.

Como resultado de dichas audiencias, con fecha 30 de abril de 2021, mediante las Resoluciones N° 106/2021 y 107/2021 del ENRE, se dispuso un aumento del 9% de la tarifa promedio, respecto a ciertos distribuidores de energía eléctrica en el ámbito de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, con efectos a partir del 1° de mayo de 2021. Asimismo, mediante los Decretos N° 353/2021 y 354/2021 se aprobaron los Regímenes Tarifarios de Transición aplicables a las transportadoras y ciertas distribuidoras de gas natural, que implicaron un aumento promedio del 6% en las facturas residenciales del gas natural a nivel nacional.

Por su parte, en fecha 25 de febrero de 2022 el ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, producto de un acuerdo transitorio celebrado en fecha 18 de febrero de 2022


Luis Villarreal
Subdelegado

entre el Ministerio de Economía, TGN y el ENARGAS. A su vez, el 16 y 28 de junio de 2022, respectivamente, se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 332/2022 y la Resolución N° 467/22 mediante las cuales se sentaron las bases de un Régimen de Segmentación de los subsidios aplicable al consumo residencial de energía eléctrica y gas natural por red.

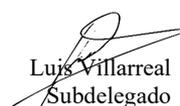
Posteriormente, el 25 de abril de 2023 se publicaron las Resoluciones N° 363/2023 y 364/2023 emitidas por el ENRE, por las cuales se inició el nuevo proceso de revisión tarifaria integral (la “**Revisión Tarifaria Integral 2023**” o la “**RTI**”) para las transportadoras y distribuidoras de energía eléctrica de jurisdicción nacional. El 31 de mayo de 2023 se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones N°421/2023 y 422/2023 del ENRE en el cual se aprobaron cronogramas para la realización de distintas tareas en el marco de la RTI, según se trate de las actividades de transporte o distribución, que incluyen la contratación de consultores, elaboración de pautas para la RTI, realización de estudios, requerimientos de información, inventarios y análisis de calidad, entre otras.

El 18 de diciembre de 2023, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 que declara la emergencia del Sector Energético Nacional hasta el 31 de diciembre de 2024 en lo que respecta a: (i) la generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal; y (ii) el transporte y distribución de gas natural. A través del decreto, se instruyó a la Secretaría de Energía para que, durante la vigencia de la emergencia declarada, adopte un programa de acciones destinadas a establecer mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso que permitan mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión. También, dispone el inicio del proceso de revisión tarifaria integral (“**RTI**”) previsto en el artículo 43 de la ley 24.065 y en el artículo 42 de la ley 24.076 y establece que los cuadros tarifarios resultantes deberán entrar en vigencia, como máximo, el 31 de diciembre de 2024. A su vez, se dispuso la intervención del ENRE y el ENARGAS, facultándose a los interventores de los respectivos entes que sean designados por la Secretaría, para conducir dichos procesos incluyendo, entre otras, la facultad de aprobar adecuaciones transitorias y ajustes periódicos de tarifas, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de las respectivas RTI.

Posteriormente, el 29 de febrero de 2024 se celebró otra audiencia pública convocada por la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 8/2024 con el objeto de analizar, entre otras cuestiones, la redeterminación del esquema de subsidios y nuevas tarifas.

En fecha 27 de marzo de 2024, mediante la Resolución N° 41/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, se aprobaron los nuevos precios del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), a ser trasladados a los usuarios finales por los consumos de gas realizados entre el 1° de abril y el 31 de diciembre de 2024, contemplando incrementos escalonados durante dicho período. Se dispuso además que Energía Argentina S.A. (ENARSA) y las empresas productoras y distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes deberán adecuar los contratos o acuerdos celebrados en el marco del Plan Gas.Ar en consonancia con el esquema de incrementos aprobado.

Los nuevos precios del gas natural a los usuarios finales así definidos fueron reflejados en los cuadros tarifarios de transición aprobados por las Resoluciones N° 114/24 a 123/24 del ENARGAS de fecha 27 de marzo de 2024 para su aplicación a partir del mes de abril de 2024. Tales resoluciones y sus similares N° 112/24 y 113/24, también del ENARGAS, establecieron además: (i) la composición y magnitud de la recomposición de los ingresos propios de las licenciatarias de transporte y distribución; (ii) la definición de una fórmula para el reajuste mensual de las tarifas aplicables a dichos servicios que contempla el incremento de los costos generales de la economía; (iii) la necesidad de que el ENARGAS apruebe y publique periódicamente los nuevos cuadros tarifarios reflejando la aplicación de la fórmula mencionada


Luis Villarreal
Subdelegado

para el reajuste de los márgenes de transporte y distribución y la evolución del precio del gas natural en el PIST y el tipo de cambio correspondiente; (iv) la inaplicabilidad, hasta que culmine la actual etapa transitoria, del cálculo de las diferencias diarias acumuladas; y (v) la obligación de cada licenciataria de proponer y asumir la obligación de llevar a cabo obras e inversiones para sostener la calidad del servicio. En el caso de TGN, el plan de inversiones que deberá ser erogado o devengado hasta el 31 de diciembre de 2024 tiene un compromiso mínimo de \$ 19.150.000.000, ajustable con la misma fórmula aludida precedentemente.

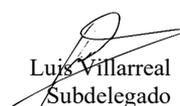
Para mayor información ver “*Actividades de Transporte de Gas – TGN*” en este Capítulo y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las inversiones de la Emisora en la industria de transporte de gas – Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa han experimentado pérdidas significativas en el pasado y pueden continuar teniendo pérdidas en el futuro*” en este Prospecto.

Actividades de Transporte de Gas

Panorama General

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene en forma indirecta una participación del 28,23% en Transportadora Gas de Norte S.A. (“**TGN**”), una participación del 43,5% tanto en GasAndes Argentina como en GasAndes Chile, los operadores del gasoducto GasAndes en Argentina y Chile, respectivamente, y una participación del 15,77% en Transportadora Gas del Mercosur S.A. (“**TGM**”). Si bien la intención de la Emisora es centrarse en las actividades de *upstream*, la Emisora planea mantener sus participaciones existentes en el negocio de *midstream*, ya que considera que las mismas constituyen una inversión estable y predecible que equilibra su negocio de *upstream*, que es inherentemente más volátil.

En el mapa a continuación se indica la ubicación geográfica de los gasoductos en que la Emisora tiene participación.


Luis Villarreal
Subdelegado



TGN

A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación indirecta del 28,18% en TGN a través de su inversión en Gasinvest S.A. (“**Gasinvest**”), en la que tiene una participación directa del 50%. El otro accionista de Gasinvest es Tecpetrol International S.L.U. (50%). Gasinvest es el accionista controlante de TGN, que a la fecha de este Prospecto tiene aproximadamente el 56,35% del capital social de dicha compañía. Southern Cone Energy Holding Company Inc. es el segundo mayor accionista con el 23,53%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público y menos del 1 % se encuentra en poder de cinco accionistas diferentes. Asimismo, la Emisora es también titular, en forma directa, de una participación minoritaria del 0,0565% en TGN.

TGN es una de las dos principales compañías de transporte de gas natural que operan en Argentina, distribuyendo gas natural en las regiones norte y centro de Argentina. La red de gasoductos de TGN está compuesta por los gasoductos Norte y Centro-Oeste y tiene una extensión total de aproximadamente 6.800 km y una capacidad de entrega de aproximadamente 60 MMm³/d.

La extensión total del gasoducto Norte es de 4.550 km, incluyendo gasoductos troncales y *loops*, con 12 estaciones de compresión con un total de 204.620 hp de capacidad de compresión instalada. La capacidad total de transporte del gasoducto Norte al 31 de diciembre de 2023 era de 28 MMm³/d. El diámetro de la línea principal es de 24 pulgadas. La extensión total del gasoducto Centro-Oeste es de 2.256 km, incluyendo ramales y *loops*, con 8 estaciones de compresión con un total de 171.000 hp de capacidad de compresión instalada. El diámetro de la línea principal es de 30 pulgadas en la mayor parte de su extensión. La capacidad de transporte del gasoducto Centro-Oeste al 31 diciembre de 2023 era de 32 MMm³/d.


Luis Villarreal
Subdelegado

La licencia de operación de TGN vence en 2027 y es prorrogable por un período de 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, TGN registró una ganancia neta de \$57.726,6 millones. Los activos de TGN ascienden a \$629.890,0 millones y el patrimonio a \$ 452.628,8 millones. Los valores máximos diarios de inyección en cabeceras fueron de 36,4 MMm³ en el gasoducto Centro-Oeste y 15,6 MMm³ en el gasoducto Norte.

Al 31 de diciembre de 2023, TGN tenía contratos de transporte de gas por un total de 24.541 MMm³, de los cuales 12.570 MMm³ correspondían a contratos en firme y 11.971 MMm³ a contratos interrumpibles.

El 20 de abril de 2009, TGN inició una acción judicial contra YPF para: (i) exigir el cumplimiento del contrato de transporte para exportación firmado con YPF y (ii) obligar a YPF a pagar facturas vencidas. En febrero de 2022, la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal, confirmó en lo sustancial la sentencia de primera instancia (una suma a liquidar por concepto de facturas impagas por US\$ 74,8 millones, más la suma de US\$ 231 millones por concepto de lucro cesante, más sus respectivos intereses). Contra el fallo de la Cámara, YPF interpuso el recurso extraordinario. El 3 de febrero de 2023 TGN e YPF celebraron un acuerdo transaccional que pone fin a los litigios en virtud del cual YPF se obliga a pagar a TGN la suma de US\$190,6 millones – en pesos argentinos al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina – en cuatro cuotas anuales pagaderas cada 1° de febrero de los años 2024, 2025, 2026 y finalizando en 2027.

Durante 2019, TGN resultó adjudicataria de una licitación efectuada por Integración Energética Argentina S.A. (“IEASA”, actualmente ENARSA) para el servicio de operación y mantenimiento del Gasoducto del Noreste Argentino. A partir de allí, TGN inició la prestación de dicho servicio que comprende 1.719 km de gasoductos, 73 estaciones de medición y regulación, cuatro secciones y una dotación de 15 personas aproximadamente, constituyéndose en la mayor operadora de gasoductos de Sudamérica.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunciaba un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 el ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, producto de un acuerdo transitorio celebrado en fecha 18 de febrero de 2022 entre el Ministerio de Economía, TGN y el ENARGAS (“**el Acuerdo Transitorio 2022**”).

El Acuerdo Transitorio 2022, que inicialmente tendría vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contempla inversiones obligatorias, pero establece; (i) que TGN deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de TGN) excepto autorización previa del ENARGAS, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante, Gasinvest, se comprometen a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Solidaridad.

El Acuerdo Transitorio 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022 a partir de su ratificación por el Decreto N° 91/2022 y mediante la Resolución N° 59/2022 del ENARGAS de fecha 23 de febrero de 2022, que aprobó los cuadros tarifarios de transición a partir del 1° de marzo de 2022.


Luis Villarreal
Subdelegado

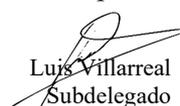
Mediante el Decreto N° 815/2022, se prorrogó por 1 año contado a partir del 16 de diciembre de 2022 el plazo establecido por el Decreto 1020/2020 para que el ENARGAS y el ENRE lleven adelante los referidos procesos de renegociación tarifaria. En función de ello, se prorrogaron a su vez por 1 año, a partir del 1° de enero de 2023, las intervenciones de ambos organismos, a los que se les encomendó a realizar las medidas necesarias con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, de conformidad con las prescripciones del Decreto 1020/2020, lo que implicaría, entre diversas cuestiones, la firma de adendas a los acuerdos de transición vigentes, tales como el Acuerdo de Transición 2022.

En dicho sentido, mediante su Resolución N° 17/2023 la Secretaría de Energía aprobó la solicitud de autorización presentada por TGN para construir, instalar, ejecutar y financiar con fondos propios, o contrayendo deuda financiera, obras sobre el gasoducto Norte, a fin de aumentar la capacidad de reversión del sentido de su flujo, y que dichas obras se contemplen en la próxima adecuación tarifaria de transición ordenada por el Decreto N° 815/2022. A esos fines, previo a la suscripción de la adenda al Acuerdo Transitorio 2022, TGN deberá presentar al ENARGAS su propuesta de obras.

El 24 de abril de 2023, TGN celebró con el Ministerio de Economía y el ENARGAS una adenda al Acuerdo Transitorio 2022 (“**Adenda**”) que contempla un incremento tarifario del 95%. La Adenda fue ratificada y puesta en vigencia en virtud del Decreto N° 250/2023 publicado el 29 de abril de 2023, fecha en la cual entraron en vigencia los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución N° 187/2023 del ENARGAS que dan efecto al aumento tarifario previsto en la Adenda.

El Poder Ejecutivo, el 18 de diciembre de 2023 dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023. En este, se declara la emergencia del sector energético hasta el 31 de diciembre de 2024 en lo concerniente a los ámbitos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, así como el transporte y distribución de gas natural. Además, se encomienda a la Secretaría de Energía a que desarrolle, implemente y ponga en marcha un programa de medidas necesarias relacionadas con los segmentos afectados por la emergencia, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro de servicios públicos de transporte y distribución de gas en condiciones técnicas y económicas favorables tanto para los prestadores como para los usuarios. Se establece también el inicio del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (“**RTI**”) conforme al artículo 42 de la Ley del Gas, con la condición de que los nuevos cuadros tarifarios resultantes entren en vigor antes del 31 de diciembre de 2024. Además, se dispone la intervención del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta que se designen los miembros de su Directorio mediante un proceso de selección. La Secretaría de Energía queda facultada para nombrar al interventor del ENARGAS, quien, durante su mandato, ejercerá las facultades de gobierno y administración del ente según lo estipulado en la Ley del Gas. De acuerdo con el decreto mencionado, el interventor deberá informar sobre el avance de los procesos de renegociación establecidos por el Decreto N° 1020/2020 y llevar a cabo el proceso de RTI. Hasta que este último proceso concluya, se podrán aprobar ajustes tarifarios transitorios y revisiones periódicas, con el objetivo de mantener la continuidad y la calidad en la prestación de los servicios públicos, a cuenta de los resultados de la revisión tarifaria. En este contexto, mediante la Resolución N° 704/2023, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública (N° 104) que tuvo lugar el 8 de enero de 2024. Durante dicha audiencia, las empresas licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario transitorio para el año 2024, y TGN presentó su propuesta de tarifación y asignación de capacidad de transporte para la reversión del gasoducto Norte.

Posteriormente, el 29 de febrero de 2024 se celebró otra audiencia pública convocada por la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 8/2024. El propósito de esta audiencia era analizar: (i) la reconsideración del sistema de subsidios para garantizar el acceso al consumo básico y esencial de gas y electricidad; (ii) el impacto de los subsidios sobre el precio


Luis Villarreal
Subdelegado

estacional de la energía eléctrica (“PEST”) en el mercado mayorista eléctrico y sobre el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”); y (iii) la readecuación del sistema de subsidios de la garrafa social. Mientras tanto, el 9 de febrero de 2024 el ENARGAS emitió la Resolución N° 42/2024 en la cual declaró la validez de la audiencia pública N°104, y anunció que las nuevas tarifas transitorias de transporte y distribución tendrán lugar dentro de los 30 días hábiles administrativos desde dicha publicación. También, se mencionó que se está evaluando un mecanismo de actualización mensual de tarifas que se dará a conocer en un plazo de 90 días hábiles administrativos, y que los criterios de tarifación y asignación de capacidad para la reversión del gasoducto Norte se determinarán durante la Revisión Quinquenal de Tarifas conforme al Decreto N° 55/2023.

En fecha 27 de marzo de 2024, mediante la Resolución N° 41/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, se aprobaron los nuevos precios del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), a ser trasladados a los usuarios finales por los consumos de gas realizados entre el 1° de abril y el 31 de diciembre de 2024, contemplando incrementos escalonados durante dicho período. Se dispuso además que Energía Argentina S.A. (ENARSA) y las empresas productoras y distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes deberán adecuar los contratos o acuerdos celebrados en el marco del Plan Gas.Ar en consonancia con el esquema de incrementos aprobado.

Los nuevos precios del gas natural a los usuarios finales así definidos fueron reflejados en los cuadros tarifarios de transición aprobados por las Resoluciones N° 114/24 a 123/24 del ENARGAS de fecha 27 de marzo de 2024 para su aplicación a partir del mes de abril de 2024. Tales resoluciones y sus similares N° 112/24 y 113/24, también del ENARGAS, establecieron además: (i) la composición y magnitud de la recomposición de los ingresos propios de las licenciatarias de transporte y distribución; (ii) la definición de una fórmula para el reajuste mensual de las tarifas aplicables a dichos servicios que contempla el incremento de los costos generales de la economía; (iii) la necesidad de que el ENARGAS apruebe y publique periódicamente los nuevos cuadros tarifarios reflejando la aplicación de la fórmula mencionada para el reajuste de los márgenes de transporte y distribución y la evolución del precio del gas natural en el PIST y el tipo de cambio correspondiente; (iv) la inaplicabilidad, hasta que culmine la actual etapa transitoria, del cálculo de las diferencias diarias acumuladas; y (v) la obligación de cada licenciataria de proponer y asumir la obligación de llevar a cabo obras e inversiones para sostener la calidad del servicio. En el caso de TGN, el plan de inversiones que deberá ser erogado o devengado hasta el 31 de diciembre de 2024 tiene un compromiso mínimo de \$ 19.150.000.000, ajustable con la misma fórmula aludida precedentemente.

GasAndes

La Emisora posee una participación directa del 43,5% tanto en Gasoducto GasAndes Argentina S.A. (“**GasAndes Argentina**”) como en Gasoducto GasAndes Chile S.A. (“**GasAndes Chile**”). GasAndes Argentina opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que GasAndes Chile opera la sección chilena de dicho gasoducto. El principal accionista de GasAndes Argentina y GasAndes Chile es Aprovisionadora Global de Energía S.A., que posee una participación del 47,10% en cada entidad. AES Gener S.A. es el segundo mayor accionistas con el 13,0% en GasAndes Argentina y GasAndes Chile.

El gasoducto une el área de La Mora (Provincia de Mendoza, Argentina) con la ciudad de Santiago de Chile (Chile) y tiene una extensión de aproximadamente 533 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 10,8 M³/d. La licencia de operación de GasAndes Argentina vence en 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. La licencia de operación de GasAndes Chile es por tiempo indeterminado, sujeto a revisión y aprobación por el gobierno chileno. Debido al incremento de la producción de gas


Luis Villarreal
Subdelegado

natural en Argentina durante 2017 y 2018, fue necesaria la eliminación de las restricciones a la exportación vigentes hasta ese momento, de manera que el excedente de gas local pudiera ser comercializado en mercados de exportación durante los meses cálidos. Con la entrada en vigencia de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), que autorizó la exportación de gas natural, la Emisora volvió a transportar gas con destino de exportación a Chile el 30 de octubre de 2018, iniciando la operación con un volumen promedio inicial de 830,5 Mm³ por día durante dicho mes.

De acuerdo con contratos de asistencia técnica celebrados entre GasAndes Argentina y la Emisora en septiembre de 2014, y entre GasAndes Chile y Andes Operaciones y Servicios S.A. en agosto de 2014, la Emisora opera la sección argentina del gasoducto GasAndes, mientras que el sector chileno es operado por Andes Operaciones y Servicios S.A.

En su reunión del Directorio del 9 de noviembre de 2023 el Directorio de Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. aprobó la distribución anticipada de dividendos por \$ 5.019 millones a valores ajustados por inflación al 31 de diciembre de 2023 (\$ 4.000 millones a valores históricos de esa fecha) en base a los estados financieros de la Sociedad al 30 de septiembre de 2023, quedando los mismos sujetos a la ratificación de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas que considere la documentación contable correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023. Dichos dividendos ya fueron puestos a disposición de los Accionistas. Es por esto, que se mociona para proponer a la Asamblea la ratificación de la distribución anticipada de dividendos por \$ 5.019 millones a valores ajustados por inflación al 31 de diciembre de 2023 (\$ 4.000 millones a valores históricos de esa fecha) aprobada por el Directorio en su reunión del 9 de noviembre de 2023 y la afectación del monto remanente de los resultados no asignados al 31 de diciembre de 2023, a la Reserva Facultativa para futuras distribuciones de Dividendos. Luego de esta afectación, la Reserva Facultativa para futuras distribuciones de Dividendos asciende a \$ 2.213 millones a valores ajustados por inflación al 31 de diciembre de 2023.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. registró una ganancia neta de \$ 2.873 millones. Los activos de Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. ascienden a \$ 29,769 millones y el patrimonio a \$24.103 millones.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) registró una ganancia neta de US\$12,6 millones, que resultó en una ganancia de \$1.359 millones para la Emisora. Los activos de Gasoducto Gasandes (Chile) S.A. ascienden a US\$43,7 millones y el patrimonio a US\$29,5 millones.

TGM

La Emisora posee una participación directa del 15,78% en TGM. Los otros principales accionistas son Total Gas y Electricidad Argentina S.A. con un 32,69%, Tecpetrol S.A. con un 21,79%, Operating S.A. con un 20,00%. TGM opera el gasoducto que transporta gas natural desde Aldea Brasileira, en la provincia de Entre Ríos en Argentina a Uruguayana, en el estado de Río Grande do Sul en Brasil. El gasoducto tiene una extensión de aproximadamente 437 km, un diámetro de 24 pulgadas y una capacidad de transporte de 15,0 MMm³/d. La licencia de operación de TGM vence el 2027 y es prorrogable por 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el Estado Nacional. Como resultado de las restricciones a la exportación de gas natural establecidas por el Estado Nacional en 2004, TGM no ha transportado gas natural desde 2008.

El 29 de diciembre de 2017, TGM celebró un contrato de transporte de gas interrumpible para la exportación de gas natural, que permitirá el transporte de hasta 2,8 MMm³/d de gas desde Aldea Brasileira hasta Paso de los Libres. El contrato estará en vigencia hasta el 28 de diciembre de 2027.


Luis Villarreal
Subdelegado

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, TGM registró una ganancia neta de \$385,3 millones. Los activos de TGM ascienden a \$8.961,5 millones y el patrimonio a \$3.662,9 millones.

Tarifas

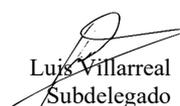
Con el objetivo de alentar a las compañías a invertir y mejorar los servicios que ofrecen y permitir al Gobierno Nacional asistir a aquellos que lo necesitan, la administración anterior actualizó las tarifas de servicios de electricidad, transporte, gas y agua. Cada uno de los aumentos de tarifas anunciados incluía una “tarifa social”, que estaba destinada a proteger a los grupos más vulnerables, incluyendo los beneficiarios de programas sociales, los jubilados y pensionados que perciban hasta dos salarios mínimos, vitales y móviles, las personas con discapacidad, las personas inscriptas en el Monotributo Social, los empleados del servicio doméstico y las personas que reciban seguro de desempleo. Posteriormente se introdujeron modificaciones a estos aumentos tarifarios, incluyendo un descuento del 20% sobre el precio de distribución regular a 400 empresas con alto consumo de energía que compran electricidad directamente a los distribuidores.

En 2016, la administración del expresidente Mauricio Macri dispuso un aumento de tarifas para el gas natural a nivel nacional, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral. Dicho aumento fue objeto de cuestionamientos judiciales, que concluyeron con el fallo de la Corte Suprema de fecha 18 de agosto de 2016, en virtud del cual se llevó a cabo una audiencia pública no vinculante, que resultó en un nuevo cuadro tarifario.

Posteriormente, debido a la crisis económica que atravesaba el país, y con la asunción de las autoridades del gobierno de Alberto Fernández, se promulgó la Ley de Solidaridad. En dicha ley se dispuso el congelamiento de las tarifas de gas natural (por un plazo de 180 días) y el inicio de la Nueva Revisión Tarifaria Integral. Asimismo, se dispuso la intervención del ENARGAS. El congelamiento de las tarifas fue sucesivamente prorrogado hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. En este sentido, el 25 de abril de 2023 se publicaron las Resoluciones N° 363/2023 y 364/2023 emitidas por el ENRE, por las cuales se inició el nuevo proceso de Revisión Tarifaria Integral 2023 para las transportadoras y distribuidoras de energía eléctrica de jurisdicción nacional. El 31 de mayo de 2023 se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones N°421/2023 y 422/2023 del ENRE en el cual se aprobaron cronogramas para la realización de distintas tareas en el marco de la Revisión Tarifaria Integral 2023, según se trate de las actividades de transporte o distribución, que incluyen la contratación de consultores, elaboración de pautas para la Revisión Tarifaria Integral 2023, realización de estudios, requerimientos de información, inventarios y análisis de calidad, entre otras.

Mediante el comunicado de prensa del FMI de fecha 28 de enero de 2022 que anunció un principio de entendimiento con Argentina sobre la renegociación de la deuda que el país mantiene con dicho organismo, se destacó la importancia de acordar una estrategia para reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a transportadoras y distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN, una transportadora de gas relacionada con la Emisora.

Asimismo, mediante las Resoluciones N° 235, 236 y 237 de la Secretaría de Energía se convocó a audiencias públicas para tratar: (i) la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios


Luis Villarreal
Subdelegado

del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica para el bienio 2022-2023; (ii) los nuevos precios de referencia estacionales del Precio Estacional de la Energía Eléctrica (“PEST”) que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022; y (iii) los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”), que deberían aplicarse a partir del 1 de junio de 2022. Dichas audiencias públicas fueron celebradas a través de plataformas digitales entre el 10 y el 12 de mayo de 2022. A su vez, el 16 y 28 de junio de 2022, respectivamente, se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto 332/2022 y la Resolución SE N° 467/22 mediante las cuales se sentaron las bases de un Régimen de Segmentación de los subsidios aplicable al consumo residencial de energía eléctrica y gas natural por red. En dicho sentido, a través de las Resoluciones SE N° 609/2022, 610/2022 y 625/2022 de fechas 1°, 3 y 16 de agosto de 2022, entre otras medidas, la Secretaría de Energía adoptó nuevos precios de referencia para los productores de Propano y Butano y nuevos precios en el PIST para el gas natural.

Mediante el Decreto N° 815/2022, se prorrogó por 1 año contado a partir del 16 de diciembre de 2022 el plazo establecido por el Decreto 1020/2020 para que el ENARGAS y el ENRE lleven adelante los referidos procesos de renegociación tarifaria. En función de ello, se prorrogaron a su vez por 1 año a partir del 1° de enero de 2023 la intervención de ambos organismos, a los que se les encomendó a realizar las medidas necesarias con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, de conformidad con las prescripciones del Decreto 1020/2020.

El 3 de enero de 2024, se publicaron en el Boletín Oficial las Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024 del ENRE, por las cuales convocó a audiencias públicas para la consideración de las propuestas que deberán formular las concesionarias de los servicios públicos de distribución y transporte de energía eléctrica. Ambas convocatorias están encuadradas en el proceso de revisión tarifaria indicado en el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023. Se celebraron los días 26 (distribución) y 29 (transporte) de enero de 2024 a través de una plataforma digital y su desarrollo se transmitió en simultáneo a través de una plataforma de *streaming*. Las empresas concesionarias de los servicios de transporte y distribución de energía eléctrica, tal como es el caso de la Emisora, deberán presentar sus propuestas de adecuación tarifaria, detallando sus planes de inversiones para el año 2024, dentro de los cinco (5) días de notificadas de las resoluciones referidas.

Posteriormente, 4 de abril de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 120/2024 del ENARGAS, en el cual se aprobó la fórmula, allí adjunta, de actualización tarifaria mensual del gas, aplicable a partir de mayo de 2024. La Resolución N° 120/2024 establece que Metrogas deberá comunicar la mencionada resolución a todos sus subdistribuidores autorizados dentro de los 10 días hábiles contados a partir de la publicación de la resolución en el boletín Oficial. Asimismo, establece que Metrogas deberá presentar un plan de obras y/o inversiones que alcancen la suma de \$19.590 millones (sujeto a actualizaciones mensuales).

Para mayor información, ver “*Régimen Regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” en este Capítulo, y “*Antecedentes Financieros – Precios del Gas y Subsidios*” en este Prospecto.

Acuerdos de Accionistas relativos a las inversiones de la Emisora en la actividad de transporte de Gas

La Emisora ha celebrado acuerdos de accionistas respecto de sus subsidiarias Gasinvest S.A., TGN, GasAndes Argentina, GasAndes Chile y TGM.

En 1992, la afiliada de la Emisora, Gasinvest, celebró un acuerdo de accionistas con Total Gas y Electricidad Argentina S.A. (continuada de TransCanada Pipelines Limited), Tecpetrol S.A. (continuada de Techint Compañía Técnica Internacional S.A.) y Petronas Argentina S.A., para regular su relación como accionistas de TGN (con sus modificaciones, el “**Acuerdo de Accionistas de TGN**”). Actualmente la Emisora y Tecpetrol S.A. son parte del Acuerdo de


Luis Villarreal
Subdelegado

Accionistas. Si bien Gasinvest es titular de una participación mayoritaria en TGN, conforme al Acuerdo de Accionistas de TGN ciertas cuestiones que requieren una mayoría agravada, como las modificaciones a los estatutos, la reorganización societaria, fusiones, liquidación y la aprobación de los planes de inversión y el presupuesto anual, requieren del voto de los restantes accionistas. Gasinvest tiene derecho a designar nueve de los catorce miembros del Directorio y dos de los tres miembros de la comisión fiscalizadora.

En 1995, la Emisora celebró un acuerdo de accionistas con Metrogas (Chile) S.A. (actualmente Aproveccionadora Global de Energía S.A. en virtud de la escisión de Metrogas (Chile) S.A., aprobada por sus accionistas el 26 de mayo de 2016) y AES Gener S.A., para regular su relación como accionistas de GasAndes Chile y GasAndes Argentina. Además, en 2014, la Emisora suscribió con Aproveccionadora Global de Energía S.A. un acuerdo de accionistas (ambos acuerdos de accionistas, con sus modificaciones, los “**Acuerdos de Accionistas de GasAndes**”). De acuerdo con lo establecido en los Acuerdos de Accionistas de GasAndes, la Emisora, junto con Aproveccionadora Global de Energía S.A., son titulares del 87% de las acciones y poseen el control efectivo de GasAndes Chile y GasAndes Argentina. El Acuerdo de Accionistas de GasAndes de 2014 también regula la relación de la Emisora con Aproveccionadora Global de Energía S.A. como accionistas de Andes Operaciones y Servicios S.A., sociedad en la cual la Emisora posee una participación del 50%. Conforme a este acuerdo, la Emisora comparte con Aproveccionadora Global de Energía S.A. el control efectivo y la dirección de Andes Operaciones y Servicios S.A.

En 1998, la Emisora celebró un acuerdo de accionistas con TotalFinaElf Gas Transmission S.A. (actualmente Total Gas y Electricidad Argentina S.A.), Petronas Argentina S.A., CMS Gas Argentina S.A. y Tecgas N.V. (actualmente de propiedad de Tecpetrol S.A.), para regular su relación como accionistas de TGM (con sus modificaciones, el “**Acuerdo de Accionistas de TGM**”). Actualmente, la Emisora, Total Gas y Electricidad S.A. y Tecpetrol S.A. son parte del Acuerdo de Accionistas de TGM. Si bien la Emisora es titular de una participación de solamente el 15,78% en TGM, conforme al Acuerdo de Accionistas de TGM, algunas cuestiones que requieren una mayoría agravada, como las modificaciones a los estatutos, reorganizaciones societarias, fusiones y escisiones, requieren del voto de la Emisora. La Emisora tiene derecho a designar uno de los nueve miembros del Directorio y uno de los tres miembros de la comisión fiscalizadora.

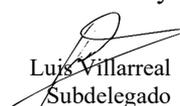
De acuerdo con los tres acuerdos de accionistas vinculados con las inversiones de la Emisora en transporte de gas, la Emisora tiene derecho de (i) opción de compra para adquirir acciones adicionales en el caso de ventas por parte de otros accionistas (que en el caso de TGM están limitados a un 15,78% adicional del capital de TGM), y (ii) preferencia, junto con otros accionistas, para vender o proveer los bienes o servicios de la Emisora o de sus subsidiarias o afiliadas al sistema de gasoductos correspondientes en términos y condiciones competitivos.

Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios

Adquisición y fusión con CGC Energía S.A.U.

Con efectos a partir del 30 de junio de 2021, la Emisora adquirió los activos de CGC Energía S.A.U. (anteriormente, Sinopec Argentina Exploration and Production Inc.), incrementando sustantivamente la producción a más de 50.000 boe/d y ampliando su base de reservas probadas en más de un 100%.

La adquisición incrementó significativamente el tamaño y alcance del negocio de la Emisora al incorporar la participación de CGC Energía S.A.U. en (i) el 100% en las áreas Bloque 127, Cañadón León, Cañadón Minerales, Cañadón Seco, Cerro Overo, Cerro Wenceslao, El Cordón, El Huemul – Koluel Kaike, Las Heras, Meseta Espinosa, Meseta Espinosa Norte, Meseta Sirven, Piedra Clavada, Sur Piedra Clavada, y Tres Picos de la cuenca del Golfo San Jorge, y las áreas Cacheuta y


Luis Villarreal
Subdelegado

Piedras Coloradas – Estructura intermedia de la cuenca Cuyana; (ii) el 30% en las áreas La Ventana y Río Tunuyán de la cuenca Cuyana; y (iii) el 25% en el área Cajón de los Caballos de la cuenca Cuyana. Sobre las áreas incorporadas en la Provincia de Santa Cruz, el 17 de noviembre de 2021 la Emisora llegó a un acuerdo con el Instituto de Energía de Santa Cruz para extender el plazo de vigencia de las concesiones de las áreas incorporadas en dicha provincia por diez años.

Asimismo, desde octubre de 2021, la producción de CGC Energía S.A.U. se computa al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. En este contexto, desde octubre 2021, el volumen de inyección comprometido se elevó de 3,400 a 3,668 MMm³/d diarios.

En este sentido, el 26 de septiembre de 2022 bajo el número 17.960 del libro 109 de Sociedades por Acciones la IGJ se inscribió la adecuación voluntaria de CGC Energía S.A.U. en los términos del artículo 124 de la Ley N° 19.550 y 272 de la Resolución General N° 7/15 de la IGJ, mediante la adopción del tipo social “sociedad anónima unipersonal”. En el marco del proceso de adecuación voluntaria a la ley argentina, se aprobó entre otras cosas, que la denominación social de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. sea modificada por CGC Energía S.A.U. y que la sede social se fije en la calle Bonpland N° 1745 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Asimismo, se procedió a la deregistración de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. en las Islas Caimán. Con fecha 16 de noviembre de 2023, la Emisora anunció que su directorio y el de CGC Energía S.A.U. resolvieron llevar adelante, con efectos a partir del 1° de enero de 2024, la fusión por absorción de la Emisora, como absorbente, con CGC Energía S.A.U. como absorbida. Al respecto, el 30 de abril de 2024, la asamblea general ordinaria y extraordinaria de la Emisora resolvió pasar a cuarto intermedio a efectos de considerar la referida fusión para el 15 de mayo de 2024. Finalmente, el 15 de mayo de 2024, la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas resolvió la fusión de la Emisora mediante la incorporación del patrimonio de CGC Energía, con simultánea disolución sin liquidación de esta última.

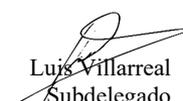
Oportunidad de Mercado

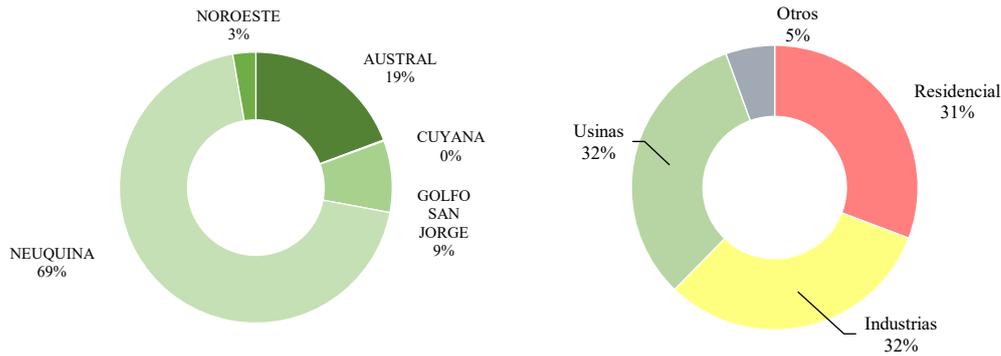
Gas Natural

Argentina es el mayor productor de gas natural en América Latina en base a la producción de 2022, de acuerdo con la edición de 2023 del *Energy Institute Statistical Review of World Energy*, publicado en junio de 2023. De acuerdo con el Ranking de Producción suministrado por el Sistema de Información de Petróleo y Gas, la Emisora es el séptimo proveedor de gas natural en Argentina. Aproximadamente el 25% de la producción de gas natural en Argentina proviene de la parte terrestre de la cuenca Austral y del Golfo San Jorge, de la cual la Emisora es la principal operadora.

Este gas natural es inyectado en el sistema de gasoductos y transportado a sus clientes, principalmente en centros urbanos, y distribuido entre clientes residenciales, clientes industriales, plantas de generación y empresas de distribución de gas.

El gráfico a continuación incluye un detalle de la distribución de la producción por volumen por cuenca en Argentina, así como por clientes finales al 31 de diciembre de 2023:


Luis Villarreal
Subdelegado



A partir de la entrada en vigencia de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), se autorizó la exportación de gas natural.

En los meses de invierno, Argentina satisface la demanda interna de gas natural con el gas producido en el país y con importaciones de Bolivia e importación de Gas Natural Licuado. A pesar de estas importaciones, durante algunos días de los meses de invierno, una cantidad considerable de la demanda de gas natural no es satisfecha, debiéndose recurrir incluso a combustibles alternativos y/o cortes de suministro. Históricamente, las reglamentaciones argentinas han ordenado a los productores de gas vender gas natural en el mercado regulado para satisfacer la demanda prioritaria, principalmente a los clientes residenciales, lo que derivó en que la demanda no satisfecha se concentrara en las grandes industrias y/o las centrales de generación.

No obstante ello, con la entrada en vigencia de la referida Resolución N° 104/2018 y posteriormente con la Resoluciones 9/2018 y 417/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, se otorgó la posibilidad de obtener permisos para exportación de gas natural de tipo firme y/o interrumpible y a distintos plazos, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (actualmente regulado por la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía, conforme fuera modificado en relación con su aplicación al Plan GasAr por la Resolución N° 744/2022 de dicho organismo).

El Plan GasAr prevé la exportación durante el período estival (octubre – abril) entre los años 2021 a 2024. A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha sido autorizada por la Secretaría de Energía para la exportación de gas natural en la Cuenca Austral con destino a Methanex en el marco de la “Ronda 1” del Plan GasAr. Particularmente se autorizó a la Emisora realizar exportaciones de carácter firme con destino Methanex con vigencia 1° de octubre de 2021 a 30 de abril de 2022, para gas extraído de la cuenca Austral. La cantidad autorizada máxima diaria (CMD) es de 500.000 m³. A partir del mes de octubre 2022, la Emisora ha sido autorizada por la Secretaría de Energía a la exportación firme de gas natural en la Cuenca Neuquina con destino ENEL, haciendo uso de los derechos a exportación adquiridos en el marco del Plan GasAr con vigencia 1° de octubre de 2022 a 30 de abril de 2023. La cantidad autorizada máxima diaria (CMD) es de 500.000 m³. A partir de octubre 2023 la Emisora ha sido autorizada por la Secretaría de Energía para la exportación de gas natural en la Cuenca Austral con destino a Methanex en el marco de la “Ronda 1” del Plan GasAr. Particularmente se autorizó a la Emisora realizar exportaciones de carácter firme con destino Methanex con vigencia 1° de octubre de 2023 a 30 de abril de 2024, para gas extraído de la cuenca Austral. La cantidad autorizada máxima diaria (CMD) es de 200.000 m³.

Asimismo, en el marco del Plan GasAr “Ronda 5.2”, la Emisora obtuvo contrato firme para el periodo enero 2023-diciembre 2028 con CAMMESA, entregándole toda la producción por encima del compromiso de inyección del Plan GasAr “Ronda 1” a precios récord, de 9,5 US\$/MMBTU para el año 2023. Como consecuencia las dificultades económicas afrontadas por la nueva administración durante sus primeros meses de gestión, mediante las Resoluciones


Luis Villarreal
Subdelegado

58/2024 y 66/2024 la Secretaría de Energía estableció un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para la cancelación del saldo de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista de diciembre 2023, enero 2024 y febrero 2024. Las mencionadas resoluciones establecen el método de cancelación de acreencias de acuerdo con el siguiente esquema: (i) las liquidaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 serán canceladas a los 10 días hábiles de la fecha en la que se formalicen los acuerdos entre CAMMESA y cada Acreedor MEM, mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038” (BONO USD 2038 L.A.), conforme la instrucción y metodología que dispondrá la Secretaría de Energía; y (ii) las liquidaciones correspondientes al mes de febrero de 2024 serán canceladas con fondos disponibles de CAMMESA por cobranzas y transferencias del Estado Nacional. El 21 de mayo de 2024 la Emisora suscribió un acuerdo con CAMMESA en el sentido expuesto en el punto (i) del párrafo anterior con relación a las liquidaciones de diciembre de 2023 y enero de 2024, y a las 48 horas hábiles de concluido dicho acuerdo, recibiría las transferencias por los montos referidos en el punto (ii) del párrafo anterior. Al día de la fecha de este Prospecto, los pagos de CAMMESA se han regularizado. Para más información, ver “*Políticas de la Emisora – Inversión en la Cuenca Austral – Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural*” y “*Mercado Eléctrico Mayorista - Abastecimiento del segmento de Generación Eléctrica*” de esta Sección del Prospecto.

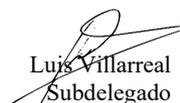
La Emisora considera que tiene una infraestructura instalada y capacidad para aumentar la producción. Por ejemplo, la Emisora opera los doce meses del año, aún con el clima adverso invernal. Esto le permite mantener niveles de producción de gas natural a lo largo de todo el año. Además de su capacidad instalada, la Emisora se encuentra en busca de oportunidades de alta rentabilidad y bajo riesgo para aumentar la exploración y producción en sus áreas como, por ejemplo, el proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural. Ver “*Políticas de la Emisora – Inversión en la Cuenca Austral – Proyecto de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural*” en este Prospecto.

La Emisora también busca incrementar su nivel de producción en línea con un entorno de precios sustentable y previsible. En este sentido, realizó todas las gestiones necesarias para resultar beneficiaria del Programa de Estímulo a la Producción No Convencional (a través de la Resolución MINEM N° 447-E/2017 aplicable para la Cuenca Austral), el cual se mantuvo vigente hasta 2021 y mediante el mismo la Emisora recibió un precio adicional por ciertos volúmenes de su producción No Convencional. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora logró aumentar su producción de gas en un 8,5% interanual, con un promedio en el año de 4,890 MMm³/d de gas (promedio anual boca de pozo).

Para más información sobre el Plan GasAr y los volúmenes adjudicados a la Emisora, ver “*Información de la Emisora – Principales Instalaciones de la Emisora - Ventas de gas y petróleo – Contratos de Abastecimiento de Gas Natural*” y “*Antecedentes Financieros – Precios del Gas y Subsidios – Plan GasAr*” en este Prospecto.

Petróleo Crudo

Argentina es el cuarto productor de petróleo crudo en América Latina en base a la producción de 2022, de acuerdo con la edición de 2023 del *BP Statistical Review of World Energy*, publicado en junio de 2023. Al igual que ocurre con los precios del gas natural, debido a factores regulatorios, económicos y de políticas gubernamentales, los precios del petróleo en Argentina por momentos han quedado muy por detrás de los precios vigentes en el mercado internacional. Actualmente existe un desacople entre los precios internacionales del petróleo crudo y los precios del mercado local argentino. Además, a fin de asegurar el abastecimiento interno a precios desacoplados respecto a los internacionales, entre otras cosas, el Estado Nacional ha impuesto derechos de exportación y otras restricciones a las exportaciones que han impedido a las empresas beneficiarse de los importantes aumentos en los precios internacionales del


Luis Villarreal
Subdelegado

petróleo. A la fecha, la alícuota para el cálculo de los derechos de exportación es del 8%.

La administración del presidente Macro (2015-2019) llevó a cabo reformas en el sector energético que, en términos generales, estaban destinadas a llevar al sector más cerca de las condiciones de mercado. Sin embargo, durante 2018, debido a los altos índices de inflación y la significativa devaluación del peso, la misma administración se vio en la necesidad de reinstaurar controles de precios para el petróleo crudo y los combustibles líquidos, medidas que se mantuvieron en vigor hasta el mes de noviembre de 2019. Asimismo, volvieron a aplicarse derechos de exportación a las ventas externas de hidrocarburos.

Poco después, con fecha 23 de diciembre de 2019, ya bajo la administración del Presidente Fernández, se publicó la Ley de Solidaridad, que declaró la emergencia pública, entre otras, en materia tarifaria y energética, hasta el 31 de diciembre de 2020 (la cual fue sucesivamente prorrogada), y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación, cuya alícuota, en el caso de los hidrocarburos, podía llegar al 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Con posterioridad a ello, mediante el Decreto N° 488/2020 el Estado Nacional estableció la alícuota aplicable para los derechos de exportación de hidrocarburos, la cual varía según el precio internacional (Brent) de acuerdo a lo siguiente: (i) es 0% si el precio internacional es 45 US\$/bbl o menor, (ii) 8% si el precio internacional es 60 US\$/bbl o superior, y (iii) se determina mediante la fórmula: $((\text{Precio Internacional} - 45) / 15) \times 8\%$ si el precio internacional es superior a 45 US\$/bbl e inferior a 60 US\$/bbl.

Adicionalmente en el mismo Decreto N° 488/2020, en su artículo 1°, debido a la fuerte caída de los precios internacionales por efecto de la reducción de demanda producto de las medidas adoptadas para combatir la pandemia de COVID-19 y con el fin de mantener la actividad en operación y perforación de nuevos pozos que no resultaban rentables con los precios internacionales registrados en abril, mayo y junio de 2020, el Estado Nacional reguló el precio de venta para el mercado interno, estableciendo 45 US\$/bbl para el crudo Medanita y los diferenciales habituales respecto a este crudo para las demás calidades. La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional del Brent, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 para ese artículo 1° y los precios se volvieron a negociar en condiciones más cercanas a la paridad de exportación. Para más información, ver “*Restricciones a la importación y exportación – Importaciones y exportaciones*” en esta Sección y “*Antecedentes Financieros – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Petróleo*” en este Prospecto.

Ventas de gas y petróleo

Contratos de Abastecimiento de Gas Natural

La Emisora vende el gas natural a través de los siguientes canales de comercialización: (i) en el mercado residencial (regulado) a través de entregas de gas natural a distribuidoras y a ENARSA, de acuerdo con las reglamentaciones vigentes; (ii) en el mercado eléctrico a través de contratos firmados dentro del marco de la “Ronda 1” y “Ronda 5.2” del Plan GasAr de la Emisora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) y (iii) a través de contratos *spot*, anuales o de mediano plazo con clientes industriales y revendedores en el mercado desregulado (comercializadores). En 2023, la participación del segmento industrial en la facturación de la Emisora disminuyó del 58% al 35% respecto de 2022. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, las ventas de gas representaron 38%, 31% y 52% de los ingresos de la Emisora (de los cuales el 1%, 1% y 19% consiste en los subsidios de gas del Estado Nacional), respectivamente.


Luis Villarreal
Subdelegado

En el marco del Plan GasAr, la Emisora obtuvo contratos firmes para el período enero 2021–diciembre 2024 por 2,38MMm3 de gas diario. El precio obtenido fue el máximo disponible para la cuenca Austral, de 3,46 US\$/MMBtu. Se vendió la producción excedente a la comprometida a precios sensiblemente mayores a los del resto del mercado. Se extendieron estos contratos a diciembre 2028 con compromiso de inyección declinante acorde al comportamiento de la cuenca austral, a partir del año 2025.

En el marco del Plan GasAr “Ronda 5.2”, la Emisora obtuvo contrato firme para el periodo enero 2023-diciembre 2028 con CAMMESA, entregándole toda la producción por encima del compromiso de inyección del Plan GasAr “Ronda 1” a precios récord, de 9,5 US\$/MMBTU para el año 2023.

En consecuencia, el precio promedio neto de la Emisora durante 2023 se ubicó un 26% por encima del precio promedio para otros productores de Santa Cruz, de acuerdo con la información declarada bajo la Resolución N°- E1/2018 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos.

Las Resoluciones 58/2024 y 66/2024 de la Secretaría de Energía establecen un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista de diciembre 2023, enero 2024 y febrero 2024. Las mencionadas resoluciones establecen el método de cancelación de acreencias de acuerdo con el siguiente esquema: (i) las liquidaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 serán canceladas a los 10 días hábiles de la fecha en la que se formalicen los acuerdos entre CAMMESA y cada Acreedor MEM, mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038” (BONO USD 2038 L.A.), conforme la instrucción y metodología que dispondrá la Secretaría de Energía; y (ii) las liquidaciones correspondientes al mes de febrero de 2024 serán canceladas con fondos disponibles de CAMMESA por cobranzas y transferencias del Estado Nacional. El 21 de mayo de 2024 la Emisora suscribió un acuerdo con CAMMESA en el sentido expuesto en el punto (i) del párrafo anterior con relación a las liquidaciones de diciembre de 2023 y enero de 2024, y a las 48 horas hábiles de concluido dicho acuerdo, recibiría las transferencias por los montos referidos en el punto (ii) del párrafo anterior. Al día de la fecha de este Prospecto, los pagos de CAMMESA se han regularizado.

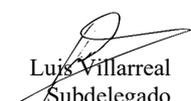
Ver “Antecedentes financieros – Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Principales Factores que Afectan las Actividades y los Resultados de las Operaciones de la Emisora – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas – Precios del Gas” de este Prospecto.

Abastecimiento del segmento de Generación Eléctrica

El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 70/2018 del Ministerio de Energía (actualmente, Secretaría de Energía), en la cual se facultaba a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del Mercado Electrónico Mayorista a adquirir los combustibles que necesitan para su generación. Dicha resolución reemplazó el art. 8 de la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía que disponía la centralización del suministro de combustibles para la generación eléctrica a CAMMESA (con excepción de la generación en régimen de Energía Plus).

Esto habilitó la compra de volúmenes de gas natural directamente por parte de los generadores y/o comercializadores intermediarios.

Sin embargo, el 27 de diciembre de 2019 la Resolución N° 70/2018 fue derogada por la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, la cual. A su vez, restableció la vigencia del artículo 8 de la Resolución 95/2013, con lo cual volvió a disponerse la centralización en CAMMESA del suministro de combustibles la generación de energía eléctrica.


Luis Villarreal
Subdelegado

Posteriormente, el Plan GasAr permitió a las empresas productoras de gas participantes en dicho plan, contractualizar a más largo plazo (inicialmente, cuatro años) las ventas de gas natural a CAMMESA.

En el marco de dicho Plan GasAr, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 la Emisora entregó a CAMMESA en promedio 2.907 dam³/d. Adicionalmente, CAMMESA complementó su abastecimiento con subastas interrumpibles. En este contexto, se entregaron 63,3 dam³/d en promedio durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Para más información, ver “*Régimen Regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Precios del Gas y Subsidios*” en este Capítulo.

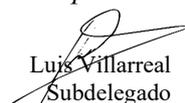
En mayo de 2024, las Resoluciones N° 58/2024 y 66/2024 de la Secretaría de Energía, a través de las cuales se establece un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) de diciembre de 2023, enero 2024 y febrero 2024 correspondiente a los Acreedores del MEM con el objetivo de restablecer la cadena de pago de las transacciones económicas corrientes, y con ello, preservar el abastecimiento del servicio público de electricidad.

En la mencionada resolución: (a) instruye a CAMMESA a elaborar y determinar con cada uno de los Acreedores del MEM, en un plazo de 5 días hábiles de la entrada en vigencia de la norma, los importes correspondientes a cada una de las transacciones económicas correspondientes a los meses de diciembre 2023, enero 2024 y febrero 2024, y una vez determinadas las acreencias, suscribir los acuerdos individuales respectivos previa conformidad del acreedor; (b) determina que, en el caso que se produjeran divergencias respecto de los montos a determinar, éstas podrán someterse a los procedimientos de solución de controversias previstos en las normas regulatorias y/o contractuales que estuvieran alcanzados por las transacciones en cuestión; y (c) establece el método de cancelación de acreencias: (i) las liquidaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 serán canceladas a los 10 días hábiles de la fecha en la que se formalicen los acuerdos entre CAMMESA y cada Acreedor MEM, mediante la entrega de títulos públicos “*Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038*” (BONO USD 2038 L.A.), conforme la instrucción y metodología que dispondrá la Secretaría de Energía; y (ii) las liquidaciones correspondientes al mes de febrero de 2024 serán canceladas con fondos disponibles de CAMMESA por cobranzas y transferencias del Estado Nacional; y (d) instruye a CAMMESA a elaborar y determinar con cada uno de los Deudores MEM, en un plazo de 5 días hábiles de la entrada en vigencia de las normas, los importes correspondientes a las facturas por la venta de energía eléctrica, con vencimiento en los meses de febrero, marzo y abril de 2024 respectivamente, bajo un régimen específico de vencimientos.

El 21 de mayo de 2024 la Emisora suscribió un acuerdo con CAMMESA en el sentido expuesto en el punto (i) del párrafo anterior con relación a las liquidaciones de diciembre de 2023 y enero de 2024, y a las 48 horas hábiles de concluido dicho acuerdo, recibiría las transferencias por los montos referidos en el punto (ii) del párrafo anterior. Al día de la fecha de este Prospecto, los pagos de CAMMESA se han regularizado.

Abastecimiento Segmento Residencial

En el Segmento Residencial, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora entregó a ENARSA y tres distribuidoras en promedio 1.345 dam³/d en el marco del Plan GasAr. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 la Emisora entregó a ENARSA y tres distribuidoras en promedio 1.340 dam³/d, y volúmenes por 1,8 dam³/d en el mercado *spot*. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la Emisora entregó a IESA y tres distribuidoras en promedio 1.300 dam³/d y volúmenes por 17 dam³/d en el mercado *spot*. Para más información, ver “*Régimen Regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de*


Luis Villarreal
Subdelegado

gas – Precios del Gas y Subsidios – Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)” en este Capítulo.

Abastecimiento Mercado Desregulado

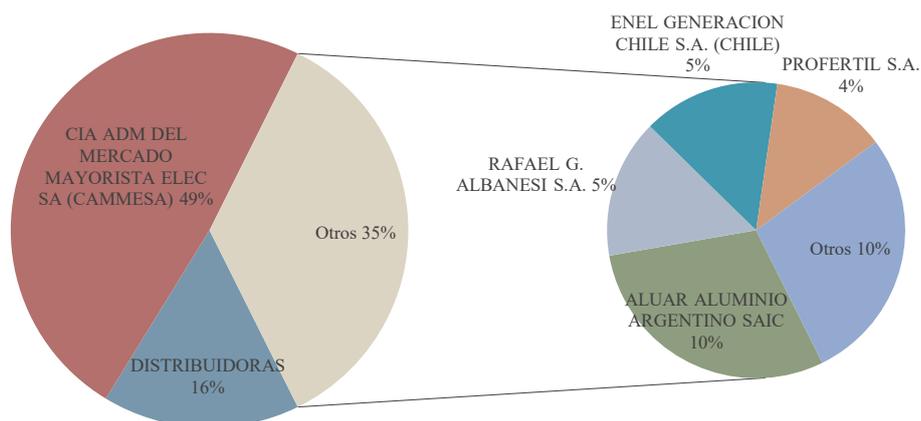
Al 31 de diciembre de 2023 los principales clientes de la Emisora en el mercado desregulado o segmento libre fueron Aluar Aluminio Argentino SAIC representando el 10% de los volúmenes vendidos por la Emisora en dicho período, y Albanesi S.A. y Profertil S.A. representando cada uno entre 4% y 5% de dicho total vendido. Los contratos con los clientes desregulados establecen los volúmenes máximos de gas a ser vendidos, los volúmenes mínimos que el vendedor debe tener disponibles para el comprador y los volúmenes mínimos que el comprador debe adquirir. El precio es fijo en dólares estadounidenses por metro cúbico de gas, pagadero en pesos argentinos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior a la fecha de pago.

En el marco del Plan GasAr, la reglamentación del Decreto 892/2020 habilita a productores que mensualmente no cumplan con su inyección comprometida en el período junio-agosto, a adquirir producción de terceros productores firmantes del Plan GasAr, que sea excedente a la producción comprometida en el marco del Plan GasAr. En este contexto, la Emisora no comercializó venta de gas durante los períodos junio-agosto 2023 en estos términos.

Exportaciones

Desde septiembre de 2018, la Emisora realiza ventas de exportación de gas. En el año 2023, dichos volúmenes representaron un 1% del total de la producción de gas de la Emisora, proveniente principalmente de la Cuenca Austral y Noroeste. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, dichos volúmenes representaron un 3% y un 4% del total de la producción de la Emisora, respectivamente.

En el gráfico a continuación se indica la concentración de clientes de la Emisora en las ventas de gas natural para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:



Contratos de Abastecimiento de Petróleo Crudo

La Emisora actualmente exporta la totalidad de su producción de crudo proveniente de la cuenca Austral y comercializa en el mercado local el crudo proveniente de la cuenca del Golfo San Jorge, también el de la cuenca Mendoza Norte y del Noroeste argentino.


Luis Villarreal
Subdelegado

Durante la mayor parte de los últimos 24 años, el precio del comúnmente denominado “barril criollo” (producción de crudo destinado al mercado interno) ha estado desacoplado del precio internacional. En virtud de dicho desacople, el precio del barril criollo durante este período fue, generalmente, menor que el precio internacional, e incluido el precio *export parity* neto de derechos de exportación, en tanto que, en un período aislado (entre diciembre de 2014 y octubre de 2017), el precio del barril criollo fue significativamente superior a los precios internacionales, que se habían desplomado durante dicho período. En general, la determinación del precio del barril criollo ha sido el resultado de acuerdos celebrados entre los principales productores, con YPF a la cabeza, y los refinadores locales, a instancias de la Secretaría de Energía. Sin embargo, se ha registrado algún intento aislado de determinar un precio fijo por decreto, como ocurrió con el Decreto N° 488/2020, el cual estableció un precio fijo de US\$ 45/barril hasta el 31 de diciembre de 2020 o hasta que el precio del crudo Brent alcanzara los US\$ 60, lo que ocurriera primero, en un intento de sostener la rentabilidad del sector y los ingresos de las provincias en materia de regalías durante la pandemia de Covid-19, cuando los precios internacionales sufrieron derrumbes históricos.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, sus ventas de petróleo crudo representaron el 60% y el 66% de sus ingresos, respectivamente. Los principales clientes de la Emisora son Raizen Argentina S.A.U., Vitol S.A. e YPF S.A. En general, el precio del crudo en dólares estadounidenses por barril es un resultado consecuencia de una fórmula que contempla el crudo de referencia marcador tipo ICE Brent FL menos un descuento en dólares estadounidenses dependiendo de cada contrato y del momento que atravesase el mercado.

Durante 2023 las entregas de crudo al mercado local fueron negociadas libremente entre empresas productoras y refinadoras o comercializadoras. Los crudos locales promediaron valores relativos más bajos que el Brent como consecuencia de los descuentos usuales por calidad que resultarían aplicables y por los Derechos de Exportación. el precio promedio por barril de crudo Brent del año 2023 fue aproximadamente de US\$82,47, en tanto que el precio promedio del barril vendido por los productores locales al mercado interno se ubicó en torno a los US\$60.

Las ventas en el mercado interno se realizaron bajo la modalidad *spot*. Esto, junto con la aplicación de un proceso de negociación directa, el permanente seguimiento de las necesidades y condiciones del mercado local, y el creciente interés de las empresas refinadoras locales por disponer de la producción de petróleo crudo Cañadón Seco, permitieron incrementar considerablemente el precio de venta durante el año 2023. Además, durante este mismo ejercicio, aumentó la producción de este crudo Cañadon Seco, pudiendo contar con parcelas adicionales en marzo y septiembre que tuvieron como destino al mercado local a precios internacionales y como hito, en el mes de diciembre, la primera exportación del crudo Cañadon Seco en cabeza de CGC.

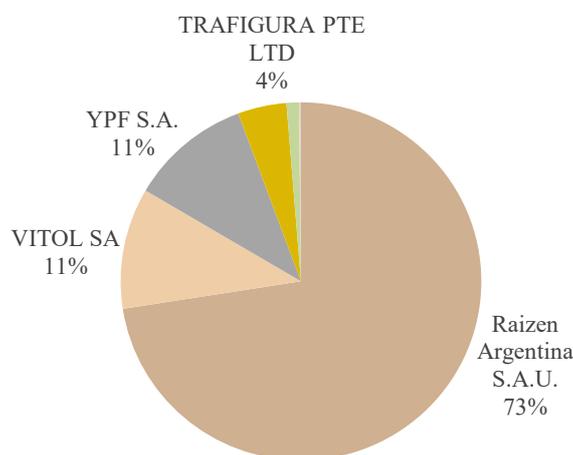
Las ventas de petróleo crudo de exportación, María Inés, también se realizaron bajo la modalidad *spot* y a través de un procedimiento de negociación de venta directa. Por las características propias del crudo María Inés y de su logística, esta dinámica de venta directa fue adoptada por CGC hace varios años para maximizar la ganancia

Ver “*Régimen Regulatorio de la industria hidrocarburifera y del transporte de gas*” en este Capítulo, “*Antecedentes Financieros – Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Principales Factores que Afectan las Actividades y los Resultados de las Operaciones de la Emisora – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas – Precios del Petróleo*” y “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas— Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*”.


Luis Villarreal
Subdelegado

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el 83% de las ventas de petróleo crudo fueron destinadas a Raizen Argentina S.A.U. e YPF S.A. en el mercado local, y el 17% a Vitol S.A., Trafigura PTE LTD y Novum Eenergy Trading como exportaciones.

En el gráfico a continuación se indica la concentración de clientes de la Emisora en las ventas de petróleo crudo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:



Contratos de Abastecimiento de GLP

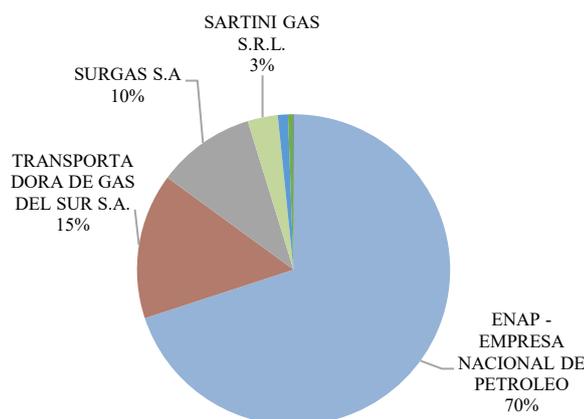
La Emisora vende Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) a través de contratos de venta en el mercado regulado y desregulado. De acuerdo con las reglamentaciones de Argentina, los productores de GLP solamente pueden vender su producción excedente en el mercado desregulado una vez satisfecha el total de la demanda residencial de GLP en Argentina (incluyendo los mercados de propano y butano) a través de ventas en el mercado regulado. Las exportaciones de GLP constituyen para la Emisora un mercado adicional para evacuar su producción, y le permite aprovechar los precios internacionales en aumento, altamente competitivos, maximizando sus ganancias.

La Emisora vende propano en el mercado local a varias distribuidoras y fraccionadores de la región austral (principalmente a ENAP S.A., y Transportadora de Gas del Sur S.A.). Estos contratos de venta establecen una tarifa fija en pesos por tonelada de GLP, y en su mayor proporción se destina a abastecer los cupos indicados por la Secretaría de Energía de la Nación a través de los programas establecidos por el Gobierno Nacional: “Propano Redes” y “Programa Hogar”.

Desde 2018, la Emisora ha exportado su producción de butano mediante poliducto a ENAP Chile. Este contrato establece un precio en dólares estadounidenses por tonelada basado en un descuento sobre el precio internacional del Butano Mont Belvieu. El contrato también contempla la exportación de GLP Mezcla (Butano + Propano) durante el período estival, y en la medida que se dispongan excedentes de propano.

En el gráfico a continuación se indica la concentración de clientes de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:


Luis Villarreal
Subdelegado



Adquisición y Renovación de Capacidades de Transporte Firme

Con fecha 15 de mayo de 2019, la transportista TGS realizó un concurso abierto de capacidad de transporte firme. TGS ofertó distintas capacidades a iniciar a partir de mayo de 2020 y mayo de 2021. En el marco de dicho concurso, la Emisora renovó su capacidad de transporte firme entre Santa Cruz y Bahía Blanca por 116.000 m³ por día por el plazo de 35 años desde mayo de 2020. Adicionalmente, la Emisora adquirió 80.000 m³ por día por el plazo de ocho años en la ruta Santa Cruz-Chubut a partir de mayo de 2020 y 5.000 m³ por día por el plazo de siete años en la ruta Santa Cruz-Chubut a partir de mayo de 2021. Estas capacidades de transporte adquiridas aseguran la evacuación de parte de la producción de la Emisora en una zona de capacidad de transporte interrumpible restringida durante gran parte del año.

En 2023, la Emisora adquirió a una distribuidora una capacidad de transporte desde cuenca Neuquina sobre el sistema de TGS por 500.000 m³/d desde octubre de 2023 hasta abril de 2024. Esta capacidad previa interrupciones totales o parciales de entre 30 y 60 días en período invernal. En 2023 se adquirió una capacidad de transporte a un comercializador desde cuenca Neuquina sobre el sistema TGS por (50.000) m³/d, desde octubre 2023 hasta abril 2024.

Compromisos de Suministro de Gas Natural

La Emisora tiene el compromiso de suministrar cantidades fijas y determinables de gas natural en el futuro cercano en virtud de diferentes acuerdos contractuales.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora estaba obligada a entregar 5.300,1 Mm³/d de gas natural, de los que (i) 4.811,5 Mm³/d fueron entregados en condición firme; y (ii) 488,5 Mm³/d de gas natural fueron entregados en condición interrumpible. Estas obligaciones de entrega surgen de lo acordado entre la Emisora y, entre otros, CAMMESA, Aluar Aluminio SAIC, Profertil S.A. y Methanex SpA.

Con posterioridad a la publicación de la Resolución N° 1410/2010 (ver “*Marco regulatorio del gas natural – Procedimiento para Administrar el Suministro de Gas a fin de Satisfacer la Demanda Interna*”) se publicó, en junio de 2016, la Resolución MeyM N° 89/16, donde se definieron criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el Comité de Emergencia, citado ante emergencias operativas que pudieran afectar el normal abastecimiento de la Demanda Prioritaria. Un año después, en junio de 2017 se emitió la Resolución ENARGAS N° 4502/17, la cual aprobó el procedimiento para la administración del despacho en el Comité de Emergencia. En caso de que no hubiera acuerdo, el ENARGAS definiría el abastecimiento considerando, para cada productor, las cantidades disponibles, habiendo descontado lo


 Luis Villarreal
 Subdelegado

voluntariamente contratado con la Demanda Prioritaria, y asignando hasta alcanzar la proporcionalidad de cada productor y/o importador. Con fecha 18 de mayo de 2018, se emitió la Resolución ENARGAS N° 59/2018, mediante la cual se instrumentan los pasos para la declaración del estado de Emergencia y los pasos a seguir con las decisiones tomadas por el Comité de Emergencia, aunque no establece un mecanismo concreto de redireccionamiento de volúmenes hacia la Demanda Prioritaria. La Resolución N° 59/18 fue prorrogada por varias resoluciones hasta que, mediante la Resolución N° 354/21 (publicada el 28 de septiembre de 2021) se resolvió implementar, con carácter permanente, el “Procedimiento transitorio para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia” que fuera establecido en la mencionada resolución N° 59/18, hasta tanto entre en vigencia la nueva norma técnica NAG 601 – “Norma de despacho de gas natural” o aquella que corresponda.

El 18 de diciembre de 2023, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 se declaró una nueva emergencia del sector energético nacional hasta el 31 de diciembre de 2024 en lo que respecta a: (i) la generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal; y (ii) el transporte y distribución de gas natural.

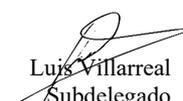
Dicho decreto de necesidad y urgencia instruyó a la Secretaría de Energía para que, durante la vigencia de la emergencia declarada, adopte un programa de acciones destinadas a establecer mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso que permitan mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión. También, dispuso el inicio del proceso de revisión tarifaria integral (“RTI”) previsto en el artículo 43 de la ley 24.065 y en el artículo 42 de la ley 24.076 y estableció que los cuadros tarifarios resultantes deberán entrar en vigor, como máximo, el 31 de diciembre de 2024. A su vez, dispuso la intervención del ENRE y el ENARGAS, facultándose a los interventores de los respectivos entes que sean designados por la Secretaría, para conducir dichos procesos incluyendo, entre otras, la facultad de aprobar adecuaciones transitorias y ajustes periódicos de tarifas, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de las respectivas RTI.

No obstante los objetivos trazados por este decreto, el “Procedimiento transitorio para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia” se encuentra vigente.

En consecuencia, la Emisora no puede asegurar que, debido a circunstancias excepcionales y de fuerza mayor, el Comité de Emergencia no asignará volúmenes de gas producidos por la Emisora para el abastecimiento de la demanda prioritaria que no le permitan cumplir con los compromisos de suministro asumidos en el mercado regulado. Ver *“Factores de riesgo – Riesgos relacionados con la industria de petróleo y del gas – Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado”* en este Prospecto. La Emisora tiene el compromiso de suministrar cantidades fijas y determinables de gas natural en el futuro cercano en virtud de diferentes acuerdos contractuales.

Competencia

La actividad de exploración y producción de petróleo y gas es competitiva. La competencia es intensa en lo que hace a las licitaciones para explorar y desarrollar nuevas áreas y la disponibilidad de equipamiento de perforación y exploración para alquilar. Muchos de los competidores de la Emisora, particularmente YPF, que es de propiedad del Estado Nacional, poseen y emplean recursos financieros, técnicos y humanos sustancialmente mayores que los de la Emisora. Como resultado de ello, los mismos pueden estar mejor posicionados para sacar provecho de oportunidades de negocios futuras.


Luis Villarreal
Subdelegado

A diciembre de 2023, de acuerdo con la información publicada por el IAPG, la Emisora fue el séptimo productor de petróleo y gas en Argentina en base a la producción en boca de pozo, representando aproximadamente el 3% y el 5% de la producción interna de petróleo y gas, respectivamente. Los otros grandes productores de petróleo y gas de Argentina son YPF y pan American Energy S.L. que conjuntamente representaron aproximadamente el 65% y el 48% de la producción interna total de petróleo y gas, respectivamente. La mayor parte de los competidores de la Emisora en Argentina también son compañías de petróleo y gas totalmente integradas, dedicadas a actividades como la refinación y transporte, con reservas e instalaciones ubicadas más cerca de los centros urbanos existentes.

Las afiliadas de transporte de gas de la Emisora, que proveen un servicio público en Argentina, actualmente no enfrentan una competencia directa significativa. Si bien no hay actualmente impedimentos regulatorios que afecten la capacidad de nuevos participantes de proveer servicios de transporte de gas en Argentina, la construcción de un sistema de gasoductos competitivo requeriría de una importante disponibilidad de capital y el otorgamiento de una licencia por el Estado Nacional. Además, un competidor directo tendría que celebrar contratos con distribuidores de gas u otros clientes por cantidades de gas suficientes como para justificar dicha inversión. El sistema de gasoductos de TGN – el segundo sistema de gasoductos de gas natural en Argentina en términos de capacidad, de acuerdo con el ENARGAS – representa el 40% del total del transporte de gas natural en Argentina. La mayor red de gasoductos de Argentina es Transportadora de Gas del Sur S.A., que representó aproximadamente el 60% de la capacidad interna de transporte.

Seguros

La Emisora mantiene seguros con aseguradoras reconocidas para cubrir los riesgos relacionados con la industria y otros riesgos a los que se encuentra sujeta, incluyendo el riesgo de daño total o parcial, responsabilidad civil y control de incidentes en los pozos. La Emisora no mantiene un seguro por interrupción de las actividades. Las pólizas de seguro de la Emisora son generalmente renovables anualmente y en general contienen límites, exclusiones y franquicias. La Emisora no ha realizado ningún reclamo significativo en relación con sus pólizas de seguro en los últimos años. A la fecha de este Prospecto, la Emisora considera que mantiene seguros adecuados para sus operaciones en forma consistente con las prácticas de la industria.

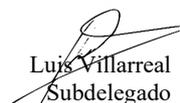
Propiedad Intelectual

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tenía 64 marcas registradas en el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial (INPI), principalmente su marca “CGC” bajo la que comercializa la mayor parte de sus productos. La Emisora no posee ninguna patente, modelo industrial o diseño registrado.

La Emisora debe renovar estos registros de marca a su vencimiento, al término de sus respectivos plazos. Conforme a la Ley de Marcas y Designaciones N° 22.362, el plazo de duración de una marca registrada es de diez años a partir de su fecha de emisión, y una marca puede ser renovada indefinidamente por períodos iguales si, dentro del período de cinco años anterior a cada vencimiento, la marca fue utilizada en la comercialización de un producto, en la provisión de un servicio o como la designación de una actividad.

Procedimientos Legales

De tanto en tanto la Emisora se ve involucrada en procedimientos civiles, impositivos, comerciales, laborales, administrativos o regulatorios que surgen en el curso ordinario de los negocios, incluyendo litigios con las autoridades provinciales en relación con el pago de las regalías hidrocarburíferas. Con excepción de lo indicado más abajo, la Emisora considera que su


Luis Villarreal
Subdelegado

potencial responsabilidad respecto de los procedimientos actualmente pendientes no es significativa para sus negocios, resultados de las operaciones o situación financiera. Ver la nota 2.2.14.2 a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Reclamo Ambiental por la Asociación de Superficiarios de la Patagonia

En junio de 2012, la Asociación de Superficiarios de la Patagonia (“ASSUPA”) inició demandas fundadas en Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675 contra varias compañías petroleras, incluyendo la Emisora y su Subsidiaria, que operan en las cuencas Austral, del Golfo San Jorge y Noroeste. Dichos procesos tramitan ante la Justicia Federal en lo Contencioso Administrativo de la Capital Federal, la Justicia Federal en lo Civil y Comercial de Salta y la Justicia Federal de Caleta Olivia, respectivamente.

Tanto en los procedimientos iniciados contra la Emisora como contra su Subsidiaria, ASSUPA reclama un monto no especificado de daños y perjuicios, el cumplimiento específico de ciertas medidas no identificadas para impedir que se produzca daño ambiental en el futuro y la constitución de un fondo de compensación en caso de que la remediación específica no sea posible.

A la fecha de este Prospecto, (i) el plazo del procedimiento que tramita contra la Emisora ante la Justicia Federal en lo Civil y Comercial de Salta permanece suspendido y, por lo tanto, la contestación de la demanda aún no ha sido presentada; y (ii) la suspensión del plazo del procedimiento que tramita contra la Emisora ante la Justicia Federal de la Capital Federal fue levantada, pero la Emisora no fue formalmente notificada de dicha resolución. Una vez notificada tendrá un plazo de un día hábil para presentar la contestación de la demanda.

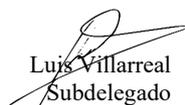
Por otra parte, en fecha 8 de febrero de 2021 la Justicia Federal de Caleta Olivia declaró su incompetencia para entender en los procesos que tramitan contra la Emisora y su Subsidiaria, sentencia confirmada por la Cámara Federal de Apelaciones de Comodoro Rivadavia el 29 de marzo de 2021 y que a la fecha de este Prospecto se encuentra firme. Si bien los procesos civiles contra la Emisora quedaron terminados respecto del fondo de la cuestión, ASSUPA podría dar inicio a nuevos procesos en jurisdicción provincial.

Asimismo, con fecha 4 de mayo de 2021 ASSUPA hizo una presentación por medio de la cual formuló denuncia penal por el supuesto incumplimiento de lo previsto por los artículos 55, 56, y 57 de la Ley 24.051 sobre residuos peligrosos. Si bien inicialmente la justicia local remitió las actuaciones a la justicia federal por considerarse incompetente, tras haberse declarado incompetente el Juzgado Federal para entender en la causa en fecha 9 de septiembre de 2021, la causa continua su curso bajo la competencia del juzgado de instrucción N° 1 de Caleta Olivia.

El 8 de noviembre de 2022, la Cámara confirmó un nuevo traslado de la demanda. El 11 de noviembre de 2022, la Emisora interpuso recurso de aclaratoria a fin de que el Tribunal establezca expresamente que se encuentra dentro del nuevo plazo ordenado. Los autos pasaron al acuerdo. Por el momento, la Emisora está elaborando el proyecto de contestación de demanda.

Demanda Ambiental – Oviedo, Ramón c/ YPF S.A.

La actora, quien manifiesta ser un agricultor de la zona de Ugarteche, inició una demanda por US\$750.000.000, más intereses y costas, a raíz de la supuesta contaminación ambiental producida por YPF S.A. en el acuífero que conforma la subcuenca Carrizal, el cual integra el Sistema Hídrico de la Cuenca del Río Mendoza, en la Provincia de Mendoza. Si bien la demanda únicamente fue enablada contra YPF S.A., CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) fue citada al proceso por la demandada en fecha 8 de noviembre de 2018 por ser el operador y concesionario de las


Luis Villarreal
Subdelegado

áreas Cacheuta y Piedras Coloradas – Estructura Intermedia, junto al Estado Nacional y otras compañías petroleras que también habrían realizado actividades en la subcuenca Carrizal.

La causa fue iniciada ante el Juzgado N° 18 en lo Civil, Comercial y Minas de la Primera Circunscripción Judicial de la Provincia de Mendoza, pero este resolvió hacer lugar a la excepción de incompetencia planteada por el Estado Nacional en fecha 17 de diciembre de 2018, lo que fue confirmado por la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial de Mendoza el 17 de febrero de 2019. Las actuaciones fueron trasladadas al Juzgado Federal N° 2 de Mendoza, que a su vez se declaró incompetente en fecha 15 de julio de 2020. La cuestión de competencia fue resuelta el 15 de diciembre de 2022 por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, que entendió que la misma corresponde a la justicia federal de Mendoza, por lo que el expediente fue trasladado al Juzgado Federal N° 2 de Mendoza, declarando su competencia el 10 de febrero de 2023.

El 13 de marzo de 2023, el juzgado ordenó suspender los plazos que le estuvieran corriendo a la Emisora, hasta que se cumpla con el traslado de las notificaciones a todas las partes. El 12 de septiembre de 2023, el actor solicitó que se designe una audiencia de conciliación, o en caso de no ser posible, se fijen las pautas para ordenar el proceso. El 7 de diciembre de 2023, la Emisora contestó el traslado, el cual le fue debidamente notificado, prestando conformidad a que se realice la audiencia y solicitando que primero conteste la demanda YPF, y luego resolverse la citación a terceros

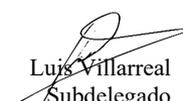
En vista del estado actual de la causa, la Emisora no ha realizado ninguna previsión por esta demanda.

Reclamo Aduanero – Resoluciones N° 127/08 y 394/07

Durante 2009 y 2010, la autoridad aduanera solicitó a CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) que se rectificaran algunos presuntos errores en los pagos del impuesto a la exportación de crudo, alegando fallas en la base de cálculo para la determinación del monto a ingresar bajo dicho impuesto, en particular en relación con el precio internacional diario del petróleo tenido en cuenta para establecer el monto a abonar al fisco. A la fecha de este Prospecto, el monto total reclamado por el fisco asciende a la suma de US\$11,8 millones en concepto de capital e intereses.

En su descargo CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) sostuvo que la Secretaría de Energía es la responsable de la determinación del precio internacional diario del petróleo y, por ende, de la base de cálculo para la determinación del monto del impuesto aplicable a cada exportación de crudo. En atención a ello, CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) no tenía intervención en este procedimiento, sino que se limitaba a cargar la información de exportación con el precio informado por la Secretaría de Energía. El monto a pagar por CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) era generado automáticamente por el sistema de la autoridad aduanera. En consecuencia, la posición de CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) es que el monto de los impuestos pagados fueron los determinados originalmente por la autoridad aduanera. Adicionalmente, CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) considera que cualquier cambio en la tasa de impuestos podría representar una violación a los derechos adquiridos y falta de “seguridad jurídica”.

En fecha 10 de agosto de 2021, el Tribunal Fiscal de la Nación confirmó la resolución de la Aduana de Caleta Olivia que condenaba a CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) por el reclamo de las supuestas sumas impagas. La resolución del Tribunal Fiscal de la Nación ha sido apelada por CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. A la fecha de este Prospecto, la resolución de la Cámara se encuentra pendiente.


Luis Villarreal
Subdelegado

A la fecha de este Prospecto no se ha provisionado ningún importe en relación con este caso en tanto CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) considera que tiene sólidos argumentos para sus sostener su postura y existe jurisprudencia sostenida en la mayoría de las Salas de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal que han resuelto en forma favorable a la posición de CGC Energía S.A.U. (actualmente, la Emisora) en casos análogos.

C.G.C. c/ Ministerio de Economía s/ nulidad de actos

El 16 de junio de 2022, la Emisora inició por vía administrativa un reclamo contra la Secretaría de Energía para lograr la nulidad de ciertos actos realizados en forma arbitraria en el marco de la resolución N° 46-E/2017. El monto del reclamo asciende a \$1.409.274.592 más intereses. El objeto del juicio es que se declare la nulidad de las compensaciones abonadas en marzo, abril, mayo, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2019, y se condene al Estado Nacional a pagar a CGC las compensaciones impagas.

El 5 de julio de 2022, la Fiscalía se expidió favorablemente. El 31 de octubre de 2022 CGC cumplió con la comunicación del reclamo a la Procuración del Tesoro de la Nación.

Régimen regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas

Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera

Panorama general

En la República Argentina, cada estado provincial detenta el dominio originario de los hidrocarburos ubicados en el subsuelo de su territorio, en tanto el Estado nacional detenta el dominio originario de los hidrocarburos ubicados en la plataforma continental, a partir de las 12 millas náuticas desde la costa. En consecuencia, cada provincia, o el Estado nacional, según corresponda, es la autoridad concedente de derechos de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos que se encuentran en su territorio.

La exploración, explotación y comercialización de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra regulada, a nivel federal, por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la “**Ley de Hidrocarburos**”), la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por la Leyes N° 26.197 (2007) y N° 27.007 (2014) y por la Ley N° 24.076, dictada en 1992, que regula el transporte, distribución, almacenaje y comercialización de gas natural y estableció las bases para la privatización de las industrias de transporte y distribución de gas natural. El marco regulatorio se integra con numerosos decretos y resoluciones, que reglamentan y complementan las leyes mencionadas.

La Ley de Hidrocarburos establece que las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas. Quienes sean titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación, los cuales serán adjudicados mediante concurso, deberán poseer solvencia financiera y la capacidad técnica adecuada para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado.

Asimismo, la Ley de Hidrocarburos dispone que los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, dando cumplimiento con todas las normas que reglamenten dichas actividades.

Ley N° 26.197, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos – Transferencia a las Provincias de la propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos


Luis Villarreal
Subdelegado

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 124 de la Constitución Nacional (texto vigente desde la reforma de 1994), la Ley N° 26.197, publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2007, modificó la Ley de Hidrocarburos, efectivizando la transferencia a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires de la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas costeras de base. Asimismo, la Ley N° 26.197 también prevé que los yacimientos de hidrocarburos ubicados más allá de las 12 millas marinas continuarán siendo propiedad del Estado Nacional.

De acuerdo a lo establecido por la Ley N° 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro de todo el territorio argentino (incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones y de la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias deben ser ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley N° 26.197 estableció que las provincias son las responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación retuvo la facultad de emitir normas y regulaciones concernientes a la política hidrocarburífera nacional y al marco legal de fondo de los hidrocarburos. Además, el Estado Nacional conserva la facultad de determinar la política energética nacional.

La transferencia no afectó los derechos y las obligaciones de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el Estado nacional antes de la sanción de la ley. A medida que distintas concesiones otorgadas por el Estado nacional antes de la entrada en vigencia de la Ley 26.197 fueron venciendo, sus prórrogas fueron otorgadas bajo ciertos términos y condiciones establecidas por los respectivos estados provinciales, como ser, el pago de bonos para acceder a los plazos de prórroga y la aplicación de ciertas regalías adicionales durante el período de prórroga, aunque sujetas al tope máximo establecido por la Ley de Hidrocarburos (según modificación dispuesta por la Ley 27.007).

La Ley N° 26.197 dispuso que el Estado Nacional retendrá la facultad de otorgar concesiones de transporte, (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias; y (ii) que tengan como destino directo la exportación de hidrocarburos. Consiguientemente, las concesiones de transporte que ubicadas dentro del territorio de una sola provincia y que no están conectadas con instalaciones de exportación, así como las facultades de otorgar nuevas concesiones con tales características, fueron transferidas a las provincias.

Finalmente, la Ley N° 26.197 otorgó las siguientes facultades a las provincias: (i) el ejercicio en forma total e independiente de todas las actividades relacionadas con la supervisión y el control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidos por la Ley N° 26.197, (ii) la ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales relacionadas con inversiones, información y producción racional, canon y pago de regalías, (iii) la prórroga de plazos legales y/o contractuales, (iv) la aplicación de sanciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y (v) todas las demás facultades relacionadas con el poder otorgado por la Ley de Hidrocarburos.

Exploración y producción de hidrocarburos - Permisos y Concesiones

La Ley de Hidrocarburos contempla el otorgamiento de permisos de exploración y de concesiones de explotación.


Luis Villarreal
Subdelegado

Permisos de Exploración

Los permisos de exploración se otorgan en el marco de procesos de licitación pública y brindan al permisionario el derecho exclusivo a realizar tareas de exploración de hidrocarburos dentro del área del permiso, por un plazo determinado, durante el cual el permisionario deberá ejecutar los compromisos de trabajo establecidos en relación con dicho permiso.

En caso de verificarse un descubrimiento comercialmente explotable como resultado de los trabajos de exploración ejecutados, el permisionario tendrá el derecho a obtener una concesión de explotación sobre el lote correspondiente al descubrimiento, para su explotación con carácter exclusivo.

Los permisos de exploración se otorgan por un plazo básico, que comprende dos períodos, más un eventual período de prórroga. Las duraciones máximas de los permisos de exploración son las siguientes: (i) permisos con objetivo convencional: dos períodos de hasta tres años cada uno; (ii) permisos con objetivo no convencional: dos períodos de hasta 4 años cada uno; y (iii) permisos de exploración costa afuera (en mar territorial o en la plataforma continental): dos períodos de hasta cuatro años cada uno. En los tres casos se contempla la posibilidad de acceder a un período de prórroga de hasta cinco años, ello sujeto a que el titular del permiso haya cumplido con las inversiones y otras obligaciones a su cargo.

En cuanto a la reversión de las áreas objeto de permisos de exploración, el permisionario deberá revertir el cincuenta por ciento del área si desea acceder al período de prórroga una vez vencido el plazo básico.

Concesiones de Explotación

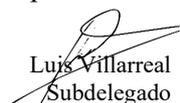
La Ley de Hidrocarburos, según fue modificada por la Ley N° 27.007, prevé tres tipos de concesiones: de explotación convencional, de explotación no convencional y de explotación en el mar territorial o en la plataforma continental, con una duración de 25, 35, y 30 años, respectivamente.

Las concesiones de explotación pueden ser otorgadas en el marco de procesos licitatorios, cuando se trate de áreas probadas, o a los titulares de permisos de exploración que hayan realizado un descubrimiento de hidrocarburos comercialmente explotable como resultado de los trabajos de exploración ejecutados.

Asimismo, los titulares de concesiones de explotación convencionales sobre áreas en las cuales se verifique la existencia de potencial no convencional, pueden solicitar concesiones de explotación no convencionales sobre toda, o una parte, de la superficie del área de la concesión convencional, sobre la base del desarrollo de un plan piloto que deberán presentar a la autoridad de aplicación, como parte de la solicitud de concesión de explotación no convencional.

En tanto, los concesionarios de explotación, ya sea de concesiones convencionales o no convencionales, (i) hayan cumplido con las obligaciones a su cargo; (ii) se encuentren produciendo hidrocarburos en las zonas bajo consideración; y (iii) presenten para tales áreas a las autoridades competentes un plan de inversiones para su desarrollo, podrán solicitar, hasta un año antes de la terminación de cada período de la concesión, extensiones por sucesivos períodos de diez años, sin un límite máximo de prórrogas que puedan solicitarse.

La Ley de Hidrocarburos, conforme fue modificada por la Ley N° 27.007, establece que las solicitudes de prórroga deben ser presentadas por lo menos un año antes de la fecha de vencimiento de la concesión. No obstante, es una práctica de la industria comenzar el proceso con


Luis Villarreal
Subdelegado

mucha anterioridad, tradicionalmente, tan pronto como la factibilidad técnica y económica de los nuevos proyectos de inversión más allá del plazo de la concesión se hagan visibles.

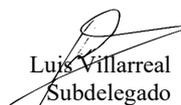
Ley N° 27.007

La Ley N° 27.007, que entró en vigencia el 8 de noviembre de 2014, introdujo varias modificaciones a la Ley de Hidrocarburos (reflejadas en las descripciones de los permisos de exploración y concesiones de explotación realizadas precedentemente en este Prospecto) y dispuso, asimismo:

- En materia de licitaciones para el otorgamiento de derechos de exploración y explotación, que podrán ser nacionales o internacionales y que los documentos de la licitación serán confeccionados por la autoridad competente, sobre la base de un pliego modelo que debía ser preparado dentro de los 180 días de la entrada en vigor de la Ley N° 27.007 en colaboración con las autoridades competentes de las Provincias y la Secretaría de Energía de la Nación. Sin embargo, al día de la fecha dicho pliego modelo no ha sido confeccionado. Se establece que las licitaciones se adjudicarán a los oferentes que presenten las ofertas más relevantes, en particular, las propuestas que contengan una mayor inversión o actividad exploratoria.
- Que el Estado Nacional y las Provincias no deberán establecer, en el futuro, nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o empresas con participación pública. Además, con respecto a las áreas que hayan sido reservadas y que no tengan acuerdos de asociación con terceros, a partir de la fecha de esa ley, pueden llevarse a cabo esquemas asociativos siempre y cuando, durante la fase de desarrollo, la participación de las entidades o empresas públicas o empresas con participación pública sea proporcional a las inversiones comprometidas y llevadas a cabo por ellos.
- La incorporación a la misma ley de los beneficios contemplados en el Decreto N° 929/13, estableciendo montos mínimos de inversión y plazos para concretarla, menores que los establecidos en dicho decreto.
- Que los bienes de capital e insumos que son esenciales para la ejecución de los planes de inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones de Hidrocarburos estarán sujetos a los derechos de importación establecidos en el Decreto N° 927/13 (alícuotas reducidas). Esta lista podrá ampliarse a otros productos estratégicos.
- Que el Estado nacional y las provincias deben tender a establecer una legislación ambiental uniforme y la adopción de un tratamiento fiscal uniforme (ambos pendientes al día de la fecha). Asimismo, las autoridades de aplicación provincial y nacional, incluyendo la Secretaría de Energía de la Nación, promoverán la unificación de procedimientos y registros.

Canon

En virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual de superficie que se basa en la cantidad de kilómetros cuadrados de cada área y que varía dependiendo de la etapa de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. El Decreto N° 771/20 estableció el criterio actual para determinar el valor del canon anual que se debe abonar, según el cual el canon a pagar será el equivalente en pesos al valor de determinados volúmenes de petróleo crudo por kilómetro cuadrado, de modo tal que se actualicen automáticamente de acuerdo con la evolución del precio del petróleo crudo.


Luis Villarreal
Subdelegado

Regalías

Los titulares de concesiones de explotación y de permisos de exploración deberán pagar una regalía al Estado nacional o a la jurisdicción provincial que correspondiere. En el caso de las concesiones de explotación, la escala de las regalías es inicialmente fijada en un máximo de 12% del valor de la producción neta en boca de pozo, pudiendo incrementarse un 3% por cada período de prórroga de la concesión, hasta un máximo de 18%. Las regalías aplicables a los hidrocarburos que se produzcan bajo permisos de exploración son fijadas en un máximo del 15%. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, estas tasas de regalías pueden ser reducidas considerando la productividad y el tipo de producción en cuestión. Sin embargo, las concesiones otorgadas antes de la entrada en vigencia de la Ley 27.007, cuyos plazos fueron prorrogados antes de la sanción de dicha ley, incluyeron, como condición para el otorgamiento de las prórrogas, la obligación del concesionario de realizar ciertos pagos adicionales calculados como porcentajes sobre la producción, de entre 3% y 6%.

Caducidad de permisos de exploración y concesiones de explotación

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación o de transporte pueden caducar ante cualquiera de los siguientes hechos:

(i) falta de pago de una anualidad del canon respectivo dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento;

(ii) falta de pago de regalías dentro de los tres meses de la fecha de vencimiento;

(iii) incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversión, trabajo o ventajas especiales;

(iv) por trasgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación correspondiente o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos;

(v) en el caso de permisos de exploración, la falta de solicitud de la concesión de explotación dentro de los 30 días de determinada la existencia de cantidades comercialmente explotables de hidrocarburos;

(vi) la quiebra del titular del permiso o concesión;

(vii) el fallecimiento o la finalización de la existencia legal del titular del permiso o concesión;

(viii) si no se transportare hidrocarburos para terceros sobre una base no discriminatoria o la violación reiterada de las tarifas autorizadas para ese transporte.

La Ley de Hidrocarburos establece, además, que de manera previa a la declaración de caducidad, la autoridad de aplicación deberá otorgar al concesionario que hubiere incumplido, un período para la subsanación de la infracción que será determinado por la Secretaría de Energía de la Nación y/o las autoridades provinciales competentes.

Finalmente, los permisos y concesiones pueden caducar por operar el vencimiento del plazo original o a instancias del concesionario. Un concesionario puede solicitar la cancelación de todo o una parte del permiso o la concesión que posee. En caso de que se solicite la cancelación parcial, las obligaciones aplicables se reducirán en forma proporcional.


Luis Villarreal
Subdelegado

Cuando una concesión vence o concluye, todos los pozos de hidrocarburos, el equipo de operación y mantenimiento y las instalaciones pasan automáticamente a la Provincia donde el reservorio está ubicado o al Estado nacional en el caso de reservorios bajo jurisdicción federal (es decir, ubicados en la plataforma continental o más allá de las 12 millas marinas costa afuera), sin indemnización a favor del titular de la concesión.

La Ley de Soberanía Hidrocarburífera y de Expropiación de YPF

En 2012, la Ley N° 26.741 (la “**Ley de Expropiación**”) declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Adicionalmente, su objetivo primordial es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.

El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, siendo los principales los siguientes: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; y (ii) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo con el artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de los Estados Provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación, se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital social de YPF representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a YPF, sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación de estas empresas serán distribuidas del siguiente modo: el 51% al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

A la fecha de este Prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos todavía se encuentra pendiente.

A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Asimismo, el artículo 9 de la Ley de Expropiación establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado Nacional a favor de los Estados Provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada a través de la celebración de un pacto de sindicación de acciones.

Cualquier transferencia posterior de las acciones sujetas a expropiación se encuentra prohibida sin la autorización del Congreso de la Nación con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.


Luis Villarreal
Subdelegado

Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gas

La Ley de Hidrocarburos (según fue modificada por la Ley 27.007), en su artículo 28, otorga a los concesionarios de explotación el derecho de obtener concesiones de transporte por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, admitiendo la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta diez (10) años cada una. El concesionario de explotación deberá obtener una concesión de transporte cuando las instalaciones de transporte que opere excedan los límites del área de la concesión de explotación, en tanto que la obtención de una concesión de transporte será optativa cuando las instalaciones no excedan dichos límites. Según el Decreto 115/19, las concesiones de transporte “puras” (no solicitadas por un concesionario de explotación en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, sino otorgados por concurso público, en los términos de la Sección 5ª del Título II de dicha ley) tienen un plazo de 35 años, pudiendo ser renovadas, por períodos sucesivos de hasta diez (10) años cada uno, las otorgadas con posterioridad a la sanción de dicho Decreto (las anteriores quedan sujetas a los términos y condiciones de su otorgamiento).

El concesionario de transporte está obligado a transportar hidrocarburos en nombre de terceros, sobre una base no discriminatoria y a título oneroso, tal obligación resulta de aplicación sólo en la medida en que registre excedente de capacidad disponible, y una vez satisfechos sus propios requerimientos de transporte.

El Decreto N° 44/91 del Poder Ejecutivo Nacional reglamenta el transporte de hidrocarburos realizado por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.

Las tarifas de transporte están sujetas a la aprobación del ENARGAS o de la Secretaría de Energía, dependiendo de si se trata de transporte de gas natural o de petróleo crudo, respectivamente.

Operado el vencimiento o producida la rescisión de la concesión de transporte, la propiedad de los oleoductos, gasoductos e instalaciones afines será transferida a título gratuito, al Estado nacional o provincial, según corresponda.

El 7 de febrero de 2019, a través del Decreto N° 115/2019, se modificaron ciertas disposiciones del Decreto N° 44/1991. En virtud de este Decreto, los titulares de nuevas concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos, como así también los titulares de concesiones de transporte que ejecuten proyectos de expansión de sus oleoductos podrán, respecto del volumen de los nuevos ductos o de las ampliaciones de capacidad de las instalaciones existentes, 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, estableció que la tarifa de transporte podrá ser revisada en un período de cinco años, si es requerido por el concesionario de transporte.

Los gasoductos y sistemas de distribución transferidos en el marco de la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente bajo la Ley de Gas Natural. Para más información, véase el apartado “*Transporte y Distribución de Gas Natural*” en esta Sección.

Transporte troncal y distribución de gas natural

La Ley N° 24.076, que entró en vigencia en junio de 1992, privatizó Gas del Estado Sociedad del Estado, una empresa estatal argentina, y dividió el sistema argentino de transmisión de gas en dos sistemas, principalmente sobre una base geográfica (el norte y el sur de los sistemas de


Luis Villarreal
Subdelegado

tuberías troncales). Estos sistemas están diseñados para acceder tanto a las fuentes de gas como a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos compañías de transporte (TGN y *Transportadora de Gas del Sur S.A.*). Además, el sistema de distribución se divide en nueve compañías de distribución regionales, incluidas dos compañías de distribución que prestan servicios en el área del Gran Buenos Aires.

La estructura reguladora de la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas tendrán acceso abierto a la capacidad disponible futura en los sistemas de transmisión y distribución sobre una base no discriminatoria.

Las tarifas aplicables a los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural se encuentran reguladas y son establecidas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Mercado Electrónico del Gas

En febrero de 2004, el Decreto N° 180/04: (i) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución; y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte (posteriormente regulado por la Resoluciones N° 1146/04 y N° 882/05 de la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas spot diarias de gas natural deben ser negociadas dentro del ámbito del MEG. La Emisora, además de productora, es comercializadora de gas y es agente del MEG, en virtud del otorgamiento de licencia como Agente Libre de fecha 28 de marzo de 2018.

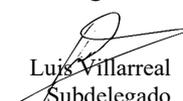
Informes y certificaciones sobre reservas hidrocarburíferas probadas

De conformidad con la Resolución N° 324/06 de la Secretaría de Energía de la Nación, los titulares de permisos de exploración y concesiones de hidrocarburos deben presentar ante esa secretaría detalles de sus reservas probadas existentes en cada una de sus áreas, cada año, con la certificación de un auditor externo de reservas.

Marcos regulatorios provinciales de Santa Cruz, Mendoza y Salta aplicables a la Emisora

Algunas provincias han emitido sus propios marcos regulatorios del sector hidrocarburífero, aplicables a las actividades de dicho sector que tienen lugar dentro de sus respectivas jurisdicciones, tal el caso de la exploración y explotación de yacimientos. Conforme con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en la medida en que dichos marcos regulatorios se aparten de o contradigan a las normas federales sobre hidrocarburos (por ejemplo, al prever una base de cálculo de regalías diferente a la regulada a nivel nacional o prever causales de caducidad de concesiones diferentes a las establecidas en las normas federales), y no sean simples reglamentaciones locales tendientes a aplicar en el ámbito provincial las facultades transferidas por el Estado nacional, aquellos deberían ser declarados inconstitucionales.

Es posible que las autoridades de las provincias en las cuales la Emisora realiza actividades, pretendan aplicarle a ésta disposiciones locales reguladoras del mercado de los hidrocarburos, sobre temas ya regulados por normas federales o cuya regulación incumbe exclusivamente a las autoridades nacionales; en este caso, si dichas disposiciones locales fueran contrarias a las disposiciones federales, o efectivamente hayan regulado cuestiones reservadas exclusivamente a las autoridades nacionales, y su aplicación causara un perjuicio a la Emisora, ésta podría iniciar acciones a los efectos de obtener la inaplicabilidad de dichas normas locales y que se declare su inconstitucionalidad, debido a que el dominio provincial sobre los hidrocarburos no significa


Luis Villarreal
Subdelegado

necesariamente jurisdicción sobre los mismos, es decir, facultad de reglamentar la industria en cuestiones de fondo.

La Emisora realiza actividades de exploración y explotación en yacimientos ubicados en Santa Cruz, Mendoza y Salta, en virtud de permisos de exploración, concesiones de explotación, así como a través de acuerdos, tales como uniones transitorias de empresas, con otras empresas cotitulares de las concesiones de explotación o permisos de exploración.

Asimismo, cabe señalar que las Provincias de Santa Cruz y Río Negro han ratificado y reafirmado –en forma expresa–, a través de sus organismos competentes, el pleno ejercicio por parte de las mismas del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran ubicados en su territorio y en el lecho y subsuelo del mar territorial ribereño, en el marco del artículo 124 de la Constitución Nacional, la Ley de Hidrocarburos, la Ley N° 26.197 y la Ley N° 27.007, y declarando de utilidad pública e interés social a toda actividad hidrocarburífera que se desarrolle en el territorio provincial, en los términos de la Ley de Hidrocarburos, sus modificatorias y complementarias, a todos los efectos legales que correspondan.

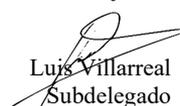
Sin embargo, en el caso de la Provincia de Santa Cruz, se han dictado leyes especiales para regular algunos aspectos de la actividad hidrocarburífera. En particular, la Ley N° 3117 (sus modificatorias y complementarias) regula el procedimiento que deben seguir las concesionarias a fin de obtener prórrogas de los plazos de las concesiones.

De acuerdo con lo previsto en dicha ley, a los fines del otorgamiento de la prórroga, las concesionarias deben presentar ante el Instituto de Energía de Santa Cruz (IESC) la propuesta económica y el inventario de pasivos ambientales respecto de las concesiones a prorrogar. Por otra parte, el otorgamiento de la prórroga se instrumentará mediante un acuerdo que deberán suscribir el Poder Ejecutivo Provincial y el o los titulares de las concesiones a prorrogar que deberá contener los siguientes compromisos y obligaciones para las concesionarias: (i) canon de prórroga; (ii) canon extraordinario de producción; (iii) compromiso de inversión en infraestructura social; (iv) canon mensual por renta extraordinaria; (v) inversiones en exploración y explotación; (vi) inversiones en exploración complementaria; (vii) canon por servidumbre; (viii) tasas municipales; (ix) aportes al fondo para el fortalecimiento institucional; y (x) aportes al fondo de capacitación.

Asimismo, cabe mencionar la Ley 3.655 de la misma provincia, promulgada el 7 de agosto de 2019, que establece un Sistema de Medición de Producción Hidrocarburífera. Mediante esta se adhiere a una resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, para con dicho régimen, para regular el eficiente control y la transmisión de información concerniente a la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la Provincia, en tiempo real, a la autoridad de aplicación provincial, previéndose multas aplicables a las empresas que no cumplan con dicho régimen.

Por otro lado, CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) realiza actividades de exploración y explotación en yacimientos ubicados en Mendoza.

La Provincia de Mendoza dictó una ley de hidrocarburos provincial (Ley N° 7526, del 19 de abril de 2006). La ley ratifica que los yacimientos hidrocarburíferos pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado provincial y dispone la aplicación supletoria de la Ley de Hidrocarburos y sus normas complementarias y reglamentarias, para los aspectos que no se hallen regulados en la ley provincial. La ley provincial se alinea, en general, con las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, aunque algunas de sus disposiciones han quedado desactualizadas frente a la normativa dictada en el ámbito nacional con posterioridad, como ser, a modo de ejemplo, las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos referidas a Concesiones de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales, para las cuales se aplica la Ley de


Luis Villarreal
Subdelegado

Hidrocarburos conforme la misma fue modificada por la Ley N° 27.007, o la regulación referida al monto que los permisionarios y concesionarios deben pagar en concepto de canon, para lo cual se aplica el Decreto del Poder Ejecutivo nacional N° 771/20, posterior al dictado de la ley provincial.

Precios del petróleo crudo y del gas natural

En lo que se refiere a precios aplicables a los hidrocarburos y sus productos derivados, la Argentina presenta un mix de precios acordados libremente y precios regulados o sujetos a limitaciones.

El precio del petróleo crudo no se encuentra regulado ni fijado expresamente por ninguna norma, no obstante lo cual su precio de venta al mercado interno se encuentra desacoplado de los precios de mercado (*import parity* o *export parity*) como consecuencia de, (i) la política de precios de YPF S.A., sociedad controlada por el Estado nacional, que ostenta la mayor participación en el mercado de los combustibles; (ii) los derechos cobrados a las exportaciones de crudo, y (iii) acuerdos, en ocasiones celebrados formalmente y en otras, no, entre los jugadores más representativos de los sectores del upstream y del downstream, fomentados o avalados por el Estado nacional. La aplicación de estos mecanismos durante más de veinte años ha resultado en un precio por barril de petróleo crudo, que se ha dado en llamar el “barril criollo”, el cual ha sido, generalmente, más bajo de lo que sería un precio libre de mercado (Brent menos ciertos descuentos por calidad y flete).

El precio del gas natural se pacta libremente entre los productores y los consumidores del sector industrial, en tanto que se encuentra sujeto a ciertas regulaciones aplicables a las ventas destinadas al consumo residencial, pequeñas empresas y a la generación de electricidad. En este sentido, las ventas de gas natural se realizan a través de ciertos mecanismos de subastas en el marco del MEG en las cuales el Estado nacional o CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) establecen el precio máximo que podrán ofertar los productores. Desde fines del año 2020, la instauración del denominado Plan Gas.Ar (ver *Plan Gas.Ar* en el punto siguiente) permitió a los productores, dentro del esquema de subastas sujetas a determinados precios máximos, celebrar contratos de compraventa con distribuidores de gas y con CAMMESA (con destino a generación de electricidad), por plazos relativamente largos (entre 4 y 8 años) y por precios entre US\$ 2,90 y US\$ 4,50 por millón de BTU). Estos precios se trasladan, en parte, a las tarifas que pagan los consumidores finales, en tanto que la porción no trasladada a tarifas es subsidiada por el Estado nacional.

La administración del presidente Javier Milei, quien asumió su cargo el 10 de diciembre de 2023, ha manifestado su intención de que los precios del petróleo crudo y del gas natural (excepto los correspondientes a contratos ya firmados) converjan a valores de mercado, libremente pactados por las partes. Hasta el momento, se ha verificado un aumento sustancial de las sumas efectivamente percibidas (en pesos) por los productores y por los refinadores, como consecuencia del significativo aumento de la cotización del dólar en el mercado oficial de cambios (utilizado para liquidar y pagar las facturas por ventas de petróleo crudo y gas, denominadas en dólares) ocurrida a fines de 2023, que corrigió, en buena medida, el atraso que registraba dicha cotización.

Plan Gas.Ar

Con fecha 16 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (el “**Decreto 892/2020**”), creó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (el “**Plan GasAr**”), derogando a su vez las Resoluciones N° 80/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) y N° 175/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex-Ministerio de Hacienda.


Luis Villarreal
Subdelegado

El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos del Plan GasAr en su artículo 2º, entre otros, viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

A su vez, el Decreto N° 892/2020 establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5º del Decreto N° 2.255/92).

Para su implementación, el Decreto 892/2020 previó licitar mediante concurso público el suministro de 70 MMm3/día durante el período inicial del Plan GasAr (2020-2024), divididos por cuenca (Neuquina 47,2 MMm3/d, Austral 20 MMm3/d, Noroeste 2,8 MMm3/d). En fecha 24 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía, mediante la cual, (i) se convocó al concurso público previsto en el Decreto 892/2020; (ii) se estableció un cronograma según el cual los productores presentarán sus ofertas el 2 de diciembre de 2020 y los volúmenes de suministro se adjudicarán antes del 15 de diciembre de 2020; (iii) aprobó el pliego de condiciones; y (iii) se aprobó el modelo de contrato a celebrarse entre los productores y CAMMESA o los distribuidores. Finalmente, la adjudicación de los volúmenes de gas natural licitados se hizo mediante la Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía, cuyas asignaciones fueron aprobadas por la Resolución N°447/2020 del mismo organismo.

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto 892/2020, el 18 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a una audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan GasAr. Posteriormente, se llevaron a cabo procesos similares para sucesivas adecuaciones de los precios del gas natural en el PIST, siendo la última determinación la establecida por Resolución No. 6/23.

El 22 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 129/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se lanzó la segunda convocatoria para la adjudicación de volúmenes de gas natural correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por los meses de mayo a septiembre de los años 2021 a 2024, inclusive, adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N° 391/2020 del mismo organismo. La referida segunda convocatoria se realizó debido a que, según el texto de Resolución N° 129/2021, los volúmenes ofertados por las empresas productoras en la primera convocatoria dispuesta por la Resolución N° 317/2020 resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de consumo interno para los períodos invernales de los años 2021, 2022, 2023 y 2024. Por Resolución N° 169/21 de la Secretaría de Energía se adjudicaron los volúmenes y precios de gas natural adicionales a los ya adjudicados por Resolución SE N° 391/20, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, para cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024. Por resolución de la Secretaría de Energía N° 984/21 se convocó a la tercera ronda para la adjudicación de volúmenes adicionales. Por Resolución N° 1091/21 de la Secretaría de Energía se adjudicaron los volúmenes y precios de gas natural adicionales en el marco de esta tercera ronda. La última convocatoria (Rondas 4.1, 4.2 y 5.1) fue realizada por la Resolución No. 770/22.


Luis Villarreal
Subdelegado

Asimismo, el Decreto 892/2020 encomienda al Banco Central que, en caso de que existan normas que limiten el acceso al MLC para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de capital de endeudamientos financieros del exterior, establezca los mecanismos idóneos para permitir dicho acceso al MLC debiendo cumplir con las siguientes condiciones: (i) los fondos hayan sido ingresados por el MLC; (ii) sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del Decreto 892/2020; y (iii) se destinen a la financiación de proyectos enmarcados en los objetivos del Plan GasAr.

En dicho sentido, el punto 3.4.4.2. de las Normas sobre Exterior y Cambios establecieron que, a partir del 16 de noviembre de 2020, las compañías que ingresen y liquiden fondos a través del MLC que tengan como destino la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr podrán acceder al MLC para cursar pagos al exterior a no residentes en concepto de: (i) utilidades y dividendos, (ii) endeudamientos financieros externos, y (iii) repatriación de inversiones directas.

En todos los casos, deberá darse cumplimiento a los restantes requisitos generales de acceso al MLC (entre ellos, contar con activos externos líquidos por una suma inferior a US\$100.000 o, de superarse dicha suma, encuadrar en algunas de las excepciones previstas por las Normas sobre Exterior y Cambios).

El pago de las compensaciones a cargo del Estado Nacional resultantes de la adjudicación de los volúmenes de suministro objeto de esta convocatoria estará garantizado por los Certificados de Crédito Fiscal en Garantía Electrónica cuya emisión, siguiendo lo previsto en el punto 40 del Anexo al Decreto N° 892/2020 y el art. 89 de la Ley N° 27.591, fue aprobada por la Resolución N° 125/2021 de la Secretaría de Energía publicada en el Boletín Oficial del día 23 de febrero de 2021.

Desde octubre de 2021, la producción de la Subsidiaria se computará al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. En este contexto, desde octubre 2021, el volumen de inyección comprometido se elevó de 3,400 a 3,668 MMm³/d diarios.

El 4 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 730/2022 (el “**Decreto 730/2022**”), mediante el cual se modificó el Decreto N° 892/2020 que creó el Plan GasAr (el cual pasó a llamarse “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028”).

Entre las principales modificaciones al Plan GasAr previstas por el Decreto 730/2022 se destaca que:

- (i) el plazo del Plan GasAr fue extendido hasta el año 2028, inclusive;
- (ii) el volumen base total será establecido por la Secretaría de Energía, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte;
- (iii) aquellos usuarios categorizados al 1° de mayo de 2021 como “Servicio General P3 Grupos I y II” formarán parte de la “demanda prioritaria”, y el abastecimiento de gas será únicamente bajo la modalidad de servicio completo por intermedio de su prestadora del servicio de distribución conforme al esquema aprobado por el Decreto 730/2022.
- (iv) las empresas productoras participantes del Plan GasAr tendrán condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de estimaciones de oferta y demanda que efectúe la SE. En dicho sentido, el Decreto


Luis Villarreal
Subdelegado

dispone las pautas para asignar dichos cupos de exportación, que deberán ser completadas por la reglamentación que dicte la autoridad de aplicación:

(a) Un porcentaje del cupo se asignará en función de la participación del volumen total del adjudicatario (para el año calendario que corresponda) en todas las rondas del Plan Gas.Ar en la cuenca de que se trate; y

(b) Un porcentaje del cupo se distribuirá entre quienes generen el mayor descuento en precio, ponderado por volumen, en las rondas de volúmenes incrementales base y estacional de invierno, en ambos casos respecto de sus precios tope o, en su defecto, de la referencia de precio de sustitución que determine la reglamentación que establezca oportunamente la Autoridad de Aplicación.

Los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) que se reconocen en este marco se actualizan de tiempo en tiempo; las últimas normas que los fijaron fueron la Resolución SE 610/2022 del 3 de agosto de 2022 y la Resolución SE 6/2023 del 6 de enero de 2023.

Tarifas de transporte y distribución de gas natural

El esquema tarifario aplicable al transporte y distribución de gas natural, diseñado por el marco regulatorio establecido por la Ley 24.074 y diversas normas complementarias contempla, como principio básico, que las tarifas deben reflejar los costos de adquisición, transporte y distribución del gas natural, así como una ganancia razonable para el distribuidor, y que las tarifas serán renegociadas, respetando dicho principio básico, cada cinco años. Sin embargo, la aplicación de estas reglas ha quedado suspendida durante diversos períodos en los cuales rigieron diversas declaraciones de emergencia en materia de servicios públicos de distribución de gas y de electricidad.

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541, de Solidaridad y Reactivación Productiva ("**Ley de Solidaridad**") en el marco de la Emergencia Pública, cuyas previsiones afectaron directamente al sector energético. En primer lugar, se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. En dicho marco se procedió a delegar facultades en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, para llevar a cabo, entre otras cuestiones, la "*...reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*".

Por otro lado, se previó un congelamiento de las tarifas de transporte y distribución de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal por un plazo de 180 días, se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal, mediante la renegociación de las Revisiones Tarifarias Integrales vigentes a esa fecha o mediante una revisión extraordinaria. Dicha suspensión de los aumentos de las tarifas fue extendida el 19 de junio de 2020 por un período adicional de 180 días mediante el Decreto N° 543/2020 y luego extendida una vez más por el Decreto 1020/20, por 90 días adicionales.

A fines de 2020, el Poder Ejecutivo dictó el decreto 1020/20, por el cual se prorrogó la suspensión de los efectos de la última Revisión Tarifaria Integral de 2017 (que debía regir por cinco años, hasta el año 2022). Asimismo, mediante dicho decreto se dio comienzo al proceso de renegociación de tales Revisiones Tarifarias Integrales vigentes en el marco de las licencias de transporte y distribución de gas natural que había sido dispuesta por la Ley de Solidaridad. El Decreto 1020/20 dispuso que el proceso de renegociación debía ser completado en un plazo de dos años (que expiraba en diciembre de 2022 y fue luego prorrogado por un año más por el Decreto 815/22) y que, hasta tanto dicho proceso culminase, se acordarían cuadros tarifarios


Luis Villarreal
Subdelegado

transitorios con las concesionarias de transporte y con las distribuidoras, facultando al ENARGAS a establecer esquemas transitorios de tarifas en caso de no poder arribarse a un acuerdo.

Una de las primeras medidas adoptadas por la administración que asumió en diciembre de 2023 fue la sanción del Decreto N° 55/2023 que volvió a declarar la emergencia del sector energético nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural; esta vez hasta el 31 de diciembre de 2024. En ese lapso la Secretaría de Energía es llamada a establecer mecanismos para que se fijen precios en condiciones de competencia y libre acceso, en un nivel tal que se cubran las necesidades de inversión y se garantice la prestación continua de los servicios públicos en condiciones técnicas y económicas adecuadas para prestadores y usuarios.

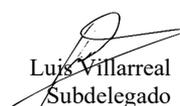
En ese marco, el Poder Ejecutivo abandonó el objetivo previsto en la Ley de Solidaridad y, en su lugar, ordenó que se lleve a cabo una nueva revisión tarifaria sobre la base de los principios establecidos en los marcos regulatorios del gas natural y la energía eléctrica, con la consigna de que los cuadros tarifarios resultantes entren en vigencia antes de que culmine el plazo de la emergencia antes mencionado. Mientras tanto se concreta tal objetivo, se fijarán adecuaciones transitorias de las tarifas y ajustes periódicos de las mismas.

Con el objetivo principal de establecer las adecuaciones transitorias y el mecanismo mediante el cual se efectuará la actualización periódica de los cuadros tarifarios resultantes, la Resolución N° 704/2023 del ENARGAS convocó a una audiencia pública para el mes de enero de 2024.

En fecha 27 de marzo de 2024, mediante la Resolución N° 41/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, se aprobaron los nuevos precios del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), a ser trasladados a los usuarios finales por los consumos de gas realizados entre el 1° de abril y el 31 de diciembre de 2024, contemplando incrementos escalonados durante dicho período. Se dispuso además que Energía Argentina S.A. (ENARSA) y las empresas productoras y distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes deberán adecuar los contratos o acuerdos celebrados en el marco del Plan Gas.Ar en consonancia con el esquema de incrementos aprobado.

Los nuevos precios del gas natural a los usuarios finales así definidos fueron reflejados en los cuadros tarifarios de transición aprobados por las Resoluciones N° 114/2024 a 123/2024 del ENARGAS de fecha 27 de marzo de 2024 para su aplicación a partir del mes de abril de 2024. Tales resoluciones y sus similares N° 112/2024 y 113/24, también del ENARGAS, establecieron además: (i) la composición y magnitud de la recomposición de los ingresos propios de las licenciatarias de transporte y distribución; (ii) la definición de una fórmula para el reajuste mensual de las tarifas aplicables a dichos servicios que contempla el incremento de los costos generales de la economía; (iii) la necesidad de que el ENARGAS apruebe y publique periódicamente los nuevos cuadros tarifarios reflejando la aplicación de la fórmula mencionada para el reajuste de los márgenes de transporte y distribución y la evolución del precio del gas natural en el PIST y el tipo de cambio correspondiente; (iv) la inaplicabilidad, hasta que culmine la actual etapa transitoria, del cálculo de las diferencias diarias acumuladas; y (v) la obligación de cada licenciataria de proponer y asumir la obligación de llevar a cabo obras e inversiones para sostener la calidad del servicio. En el caso de TGN, el plan de inversiones que deberá ser erogado o devengado hasta el 31 de diciembre de 2024 tiene un compromiso mínimo de \$19.150.000.000, ajustable con la misma fórmula aludida precedentemente.

Por su parte, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional para la intervención del ENRE y el ENARGAS por un plazo de un año. En este sentido, mediante Decretos N° 277/2020 y 278/2020 el Poder Ejecutivo designó los interventores de ambos organismos. Dichas intervenciones fueron prorrogadas hasta el 31 de diciembre de 2022 por el Decreto N° 871/21 y hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios que deberían haber surgido de los acuerdos


Luis Villarreal
Subdelegado

definitivos que se alcanzaren en el marco del proceso ordenado por el Decreto N° 1020/2020 y su prórroga. El Decreto N° 55/2023 ordenó una nueva intervención de los Entes mencionados que tendrá vigencia entre el 1° de enero de 2024 y la fecha en que se concrete la normalización de su funcionamiento con la designación de sus respectivos Directorios.

Lo expuesto precedentemente en relación con la suspensión del procedimiento de revisión quinquenal de tarifas aplica plenamente a TGN, transportadora de gas en la cual la Emisora tiene participación.

El 30 de marzo de 2017, TGN había celebrado con el Ministerio de Hacienda y con el Ministerio de Energía un acuerdo de renegociación tarifaria integral (RTI), luego de más de una década sin hacerlo, cuya vigencia se mantuvo supeditada al cumplimiento de varias condiciones suspensivas, entre ellas, la aprobación del Poder Ejecutivo Nacional, previa intervención de la Sindicatura General de la Nación y ambas Cámaras del Congreso Nacional, previo dictamen de una comisión bicameral. En la misma fecha, TGN obtuvo un nuevo aumento transitorio promedio de tarifas del 49%, a cuenta del aumento mayor que aplicará como resultado de una revisión tarifaria integral llevada a cabo por el ENARGAS y contra la ejecución de inversiones obligatorias. El acuerdo contenía los términos y condiciones convenidos entre el Poder Ejecutivo Nacional y TGN para adecuar la licencia de este último, estableció las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período 2017-2022 y concluyó el proceso de renegociación. Sus previsiones, una vez puesto en vigencia dicho acuerdo a partir de su ratificación por el Poder Ejecutivo Nacional, abarcaron el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la licencia. Como se ha dicho, el Decreto 599/2019 y, posteriormente, la Ley de Solidaridad y el Decreto N° 1020/2020 congelaron las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas natural y suspendieron la aplicación de la RTI acordada en 2017, tras lo cual se abrió un período de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente que, pese a haber sido prorrogada por el Decreto N° 815/2022, no permitió que se arribase a ningún acuerdo durante los tres años en que estuvo vigente. Mientras tanto ciertas adecuaciones parciales fueron aprobadas anualmente y una recomposición transitoria se espera que sea efectuada como producto de las instrucciones impartidas al ENARGAS por el Decreto N° 55/2023, en el marco de la revisión tarifaria que deberá concluir antes del 31 de diciembre de 2024 (para más información, ver *“Factores de Riesgo - El resultado de la Revisión Tarifaria que se ordenó efectuar para dejar atrás los efectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora y el régimen transitorio adoptado en el interin podría no evitar que se generen desfasajes”*).

Precio del Propano y Butano

Mediante la Resolución SE N° 609/2022, dictada en fechas 1° de agosto de 2022, la Secretaría de Energía fijó: (a) los nuevos precios máximos de referencia para los productores de Propano y Butano; y (b) los precios máximos de referencia para fraccionadores, distribuidores y venta al público de garrafas. Tales precios se han actualizado de tiempo en tiempo, rigiendo actualmente los establecidos por la Resolución SE N° 762/2023 del 13 de septiembre de 2023.

Importaciones y exportaciones de hidrocarburos

En virtud de la ley argentina, en particular las leyes N° 17.319 y 24.076, el Decreto N° 645/2022 y la reglamentación dictada por la Secretaría de Energía, las exportaciones de petróleo crudo y gas natural se encuentran sujetas a ciertas restricciones y autorizaciones.

En tal sentido, el artículo 6 de la Ley N° 17.319 establece que *“Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable.*


Luis Villarreal
Subdelegado

Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales.”

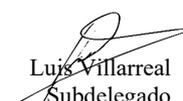
Por su parte, el artículo 3° de la Ley N° 24.076 dispone que las exportaciones de gas natural requieren la previa autorización del Estado nacional.

Exportaciones de hidrocarburos líquidos

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos derivados, actualmente requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía de la Nación de conformidad con el régimen establecido en la Resolución S.E. N° 241-E/17 (sus modificatorias y complementarias), enmendada y reglamentada por otro reglamento. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o bien que se ha realizado una oferta para vender el producto a compradores locales y que la misma haya sido rechazada.

Complementando dicho régimen, el 28 de marzo de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 175/2023, por medio de la cual se aprobó un régimen especial para la autorización de las exportaciones de petróleo crudo a ser efectuada por medio de oleoductos transfronterizos. Dicha resolución establece que las constancias de registro de las operaciones de exportación por medio de oleoductos que se emitan de conformidad con lo previsto en el Decreto N° 645/2002 y su normativa complementaria, tendrán un plazo de validez no inferior a un (1) año calendario desde la fecha de su otorgamiento e indicarán el volumen de exportación autorizado en firme durante dicho período. Asimismo, determinó que aquellos interesados en una autorización en los términos de la Resolución N° 175/2023 deberán informar: (i) la identificación del país de destino del producto; (ii) el oleoducto utilizado para la operación de exportación; (iii) las concesiones de explotación que aportarán volúmenes de petróleo crudo con destino a la exportación solicitada; (iv) el volumen máximo exportable estimado para el año calendario y el cronograma de exportaciones previsto para el mismo lapso; y (v) la información de precios contratados o proyectados de la operación de exportación. La Subsecretaría de Hidrocarburos, dependiente de la Secretaría de Energía, deberá llevar a cabo los análisis técnicos y económicos que correspondan a fin de asegurar que las exportaciones propuestas no impacten en forma negativa en el abastecimiento del mercado interno y, sobre esa base, deberá resolver sobre el otorgamiento de las autorizaciones solicitadas en un plazo máximo de sesenta (60) días corridos. Se prevé, a los efectos indicados previamente, que para el caso de que un refinador local tenga un déficit de cobertura en sus necesidades de abastecimiento, la Subsecretaría de Hidrocarburos podrá instruir al exportador para que efectúe el aprovisionamiento de determinado volumen de producto al refinador local afectado por la vía que le resulte más conveniente, quedando siempre en firme la exportación anual aprobada. Adicionalmente, quienes obtengan la autorización en los términos de la Resolución N° 175/2023, podrán requerir una autorización de exportación excedente a las cantidades firmes autorizadas en el certificado emitido, previa aprobación del informe técnico correspondiente y siempre que tal excedente se halle sujeto a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno, en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319. La Secretaría de Energía realizará una evaluación anual del procedimiento de autorización de exportación de hidrocarburos líquidos estipulado en la Resolución N° 175/2023 a fin de determinar su continuidad o eventual modificación. La citada resolución aclara, sin embargo, para este último caso, que tal eventual modificación no afectará la firmeza, continuidad y estabilidad jurídica de las autorizaciones de exportación otorgadas hasta dicha fecha, y que los volúmenes de exportación de hidrocarburos líquidos autorizados en firme no serán susceptibles de interrupción o redireccionamiento.

Exportaciones de gas natural


Luis Villarreal
Subdelegado

Por su parte, las exportaciones de gas natural requieren la autorización previa de la autoridad de aplicación, de conformidad con lo establecido en el artículo 3° de la Ley 24.076 y las Resoluciones N° 360/2021 y N° 774/2022 de la Secretaría de Energía.

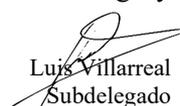
En los años 2000 las autoridades argentinas adoptaron una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición N° 27/04 de la Subsecretaría de Combustibles y las Resoluciones N° 265/04, 659/04 y 752/05 (las cuales requirieron que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino), instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creadas para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural.

El 13 de enero de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 8/2017, a través de la cual se estableció un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de importación. Los permisos se prorrogarían por un período máximo de dos años y estarían sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del gobierno.

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto N° 962/2017 que, entre otros aspectos, modifica el artículo 3 del Decreto reglamentario de la Ley N° 24.076, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el Ministerio de Minería y Energía una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el Ministerio de Minería y Energía, previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el Ministerio de Minería y Energía podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno.

Cabe destacar que las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016, el que establece que en los supuestos de exportaciones temporarias destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquéllas que sean necesarias para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte del gas natural al mercado interno argentino permitiendo el aumento de la producción de origen local, la autorización de exportación será emitida por el Ministerio de Energía y Minería, una vez evaluadas las solicitudes de conformidad con la normativa vigente. Asimismo, el Ministerio de Energía y Minería podrá emitir las normas complementarias que resulten necesarias.

Durante 2018 y 2019, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 104/2018 (y sus modificatorias y complementarias, entre otras la Resolución N° 417/2019 de la Secretaría de Energía y la Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), mediante la cual se estableció el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural, aplicable a las exportaciones que requieren autorización gubernamental en los términos del art. 3 de la Ley 24.076. Las clases de exportaciones contempladas en dicho procedimiento (conforme fuera modificado) son: (i) exportaciones en firme: son aquellas que se otorgan bajo condición firme, cuando las ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural contengan obligaciones de entrega y recepción que no sean meramente discrecionales para las partes y que sólo pueden estar exentas de cumplimiento en caso de fuerza mayor.; (ii) exportaciones interrumpibles: son aquellas que se otorgan, bajo condición interrumpible, y se sustentan en ofertas/acuerdos de compraventa de gas natural que no contienen obligaciones de entrega y


Luis Villarreal
Subdelegado

recepción o, de contenerlas, éstas son discrecionales para las partes); (iii) intercambios operativos: son aquellas exportaciones que se otorgan para atender necesidades operativas de respaldo, urgencias operativas u otras similares que se presenten, y en la medida que la autoridad de aplicación lo considere necesario en cada caso, bajo la condición de que el solicitante asuma la obligación de reingresar al mercado interno volúmenes de gas natural iguales, o cantidades equivalentes de energía -conforme la equivalencia que establezca la autoridad de aplicación en oportunidad del otorgamiento de la autorización- dentro de un plazo no superior a doce (12) meses contados desde la fecha del primer envío al exterior; (iv) acuerdos de asistencia: son aquellas exportaciones que se otorgan para atender situaciones críticas y/o de emergencias en el suministro de gas natural, declaradas por autoridad competente de países vecinos o limítrofes, que requiera de acciones y medidas extraordinarias e inmediatas para controlar, minimizar o mitigar la emergencia, sin la condición de que el solicitante asuma la obligación de reingresar al mercado interno volúmenes de gas natural iguales, o cantidades equivalentes de energía. Estas exportaciones serán objeto de un tratamiento particular, en cada caso, y estarán exentas del régimen de este procedimiento.

Más recientemente, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 360/2021, luego modificada por la Resolución N° 774/2022, que aprobó un nuevo procedimiento aplicable a la autorización de exportaciones de gas natural, derogando el dispuesto por la Resolución 417/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y la Disposición 284/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles –reglamentaria de la resolución mencionada-.

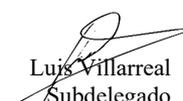
El régimen privilegia las denominadas “Exportaciones firmes Plan Gas.Ar” que son aquellas exportaciones promovidas por los productores adjudicados en el marco del Plan Gas.Ar, en sus diferentes rondas, que son autorizadas de manera prioritaria a toda otra nueva solicitud en condición firme y/o interrumpible. Entre las disposiciones que regulan el modo en que se efectúan tales autorizaciones, es de destacar que no se procesarán solicitudes cuyo precio mínimo a percibir en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte sea inferior al más alto entre: (i) el precio de referencia de exportación; y (ii) el precio promedio adjudicado en todas las rondas del Plan Gas.Ar, ajustados según período estacional de que se trate;

Asimismo, en conexión con el Plan Gas.Ar, la Resolución N° 360/2021 establece que cierta proporción a ser establecida por la Secretaría de Energía de los volúmenes solicitados para la exportación en condición firme que sean finalmente autorizados a exportarse serán detráidos de la cantidad máxima diaria de los contratos en el marco del Plan Gas.Ar entre CAMMESA y/o ENARSA y los productores autorizados a exportar. Dicha detracción operará de manera definitiva durante todo el plazo de vigencia de la autorización de exportación.

En cuanto a las exportaciones interrumpibles, la Resolución N° 360/2021 establece que la Autoridad de Aplicación del régimen podrá restringir temporariamente su vigencia, siempre y cuando se cumpla con el procedimiento previsto en el artículo 8 del Anexo de dicha resolución.

En este sentido, la Subsecretaría de Hidrocarburos deberá emitir una orden de interrupción dirigida a los productores autorizados a exportar y responderá al criterio de reducción a prorrata por zona de exportación. En dicha orden se deberán describir brevemente los hechos que ponen en riesgo el abastecimiento interno, el plazo por el cual se ordena la interrupción, el volumen de exportación a afectar, la cuenca afectada, el nivel total o parcial de interrupción y, en este último caso, en qué proporción. En caso de que el productor autorizado para exportar no cumpla con dicho requerimiento, la Autoridad de Aplicación podrá declarar la caducidad de la Autorización de Exportación de Gas Natural de carácter interrumpible.

Derechos de exportación


Luis Villarreal
Subdelegado

Luego de un período durante el cual las exportaciones de hidrocarburos no habían estado gravadas, mediante el Decreto n° 793/18, publicado el 4 de septiembre de 2018 en el Boletín Oficial, se volvieron a fijar derechos de exportación, hasta el 31 de diciembre de 2020, a la tasa del 12% (doce por ciento), aplicable a la exportación de todos los hidrocarburos y sus derivados. El citado decreto preveía que los derechos de exportación aplicables a los hidrocarburos (conforme su anexo I), no podían exceder de \$ 3 (pesos argentinos tres) por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

Con posterioridad, la Ley N° 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto N° 793/18.

El Decreto N° 37/2019, publicado el 14 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, introdujo cambios en el régimen de los derechos de exportación, pero no modificó el aplicable a los hidrocarburos. En este sentido, si bien derogó el tope de \$4 (pesos argentinos cuatro) aplicable a otro tipo de mercaderías, mantuvo la vigencia del tope de \$3 (pesos argentinos tres) y mantuvo la inclusión de los hidrocarburos dentro de la mercadería alcanzada por el gravamen.

La Ley de Solidaridad, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, estableció que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podían superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley de Solidaridad que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

El 19 de mayo de 2020, mediante el Decreto N° 488/2020 se estableció un nuevo esquema aplicable a los derechos de exportación de hidrocarburos que van desde un 0% (cuando el precio de referencia Brent este debajo de US\$ 45/bbl) a 8% (cuando el precio de referencia Brent sea mayor a US\$ 60/bbl).

Importaciones de Petróleo y subproductos

El artículo 7 de la Ley N° 17.319 establece que el Poder Ejecutivo nacional establecerá el régimen de importación de los hidrocarburos líquidos y sus derivados.

El 21 de marzo de 2017 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 192/2017, por el cual se creó el “Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos” (el “**Registro**”), y se estableció que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) sería la autoridad responsable de controlar el Registro. El Registro involucró operaciones de importación de: (i) petróleo crudo y (ii) otros subproductos específicos enumerados en la Sección 2 del Decreto. Mediante este reglamento, cualquier compañía que deseara realizar tales operaciones de importación estaba obligada a registrar dicha operación en el Registro y obtener la autorización del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la Secretaría de Energía) antes de que se realizara la importación. Según este Decreto, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) tuvo que establecer la metodología aplicable para emitir las autorizaciones de importación, que se basó en los siguientes criterios: (a) falta de petróleo crudo con las mismas características ofrecidas en el mercado interno; (b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías domésticas con petróleo crudo nacional; y (c) falta de subproductos enumerados en la Sección 2 del Decreto ofrecidos en el mercado interno. Este régimen eximía a cualquier importación por parte de


Luis Villarreal
Subdelegado

CAMMESA con el fin de abastecer a las centrales eléctricas con el propósito principal de proporcionar suministro técnico al "Sistema Argentino de Interconexión" (Sistema Argentino de Interconexión o "SADI").

Posteriormente, el Decreto N° 962/2017 (publicado en el Boletín Oficial el 24 de noviembre de 2017) introdujo modificaciones al Decreto N° 192/2017 y estableció la vigencia del Registro hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto N° 962/2017 estipuló que la necesidad del Registro era temporal y, por lo tanto, desde el 31 de diciembre de 2017, las operaciones de importación relacionadas con el petróleo crudo, la gasolina y el gasoil incluidas en el Decreto N° 192/2017 ya no están sujetas a registro.

Regímenes promocionales específicamente aplicables a la industria del petróleo y del gas

Decreto N° 929/12 y Ley N° 27.007

El Decreto N° 929/13, según este fue modificado por la Ley N° 27.007, creó un "Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos", en virtud del cual se otorgan ciertos beneficios a los titulares de exploración y/o explotación de hidrocarburos que contemplen una inversión directa en moneda extranjera de al menos US\$ 250 millones, la cual deberá concretarse durante los primeros tres años del proyecto. Los beneficios contemplados en este régimen consisten en: (i) el derecho garantizado a exportar un determinado porcentaje de la producción generada por el proyecto (20 % para explotación convencional y no convencional; 60% para explotación offshore para pozos perforados en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie supere los 90 metros en promedio), gozando el beneficiario de la libre disponibilidad del producido de la exportación del porcentaje exportable, o (ii) si todo o parte del porcentaje exportable tuviera que ser vendido al mercado interno, en virtud de la obligación de abastecer a dicho mercado en forma preferente, el derecho de cobrar por dicha producción un valor igual a su valor *export parity*, y de disponer libremente del precio *export parity* percibido, accediendo libremente al mercado oficial de cambios para la compra de moneda extranjera y su remisión al exterior.

Plan Gas.Ar

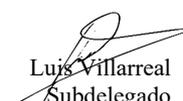
Tal como se describe en la sección *Plan Gas.Ar* de este Prospecto, dicho esquema contempla ciertos beneficios para los participantes a quienes se les hayan adjudicado contratos, como ser la garantía de estabilidad del precio ofertado, en virtud de la cual la porción del precio que no fuera cubierto por el pago que el adquirente le efectúe al productor será cubierto por el Estado nacional, y el acceso al mercado libre de cambios para el repago de financiación externa tomada para la ejecución del proyecto de exploración y explotación comprometido por el participante y para el pago de dividendos generados por dicho proyecto. Asimismo, los participantes a quienes se hubieran adjudicado contratos bajo este esquema tendrán preferencia para obtener permisos de exportación de gas natural.

La Emisora ha suscripto contratos en el marco del Plan Gas.Ar, como consecuencia de su participación en las rondas I y V.

Regímenes de Acceso a Divisas para La Producción Incremental de Petróleo y Gas Natural

Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 277/2022 (el "**Decreto 277**"), publicado en el Boletín Oficial el día 28 de mayo de 2022, se crearon:

(i) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("**RADPIP**"); y


Luis Villarreal
Subdelegado

(ii) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (“**RADPIGN**”).

Con el declarado objetivo de obtener un incremento en la producción de petróleo y gas natural, el Decreto 277 establece los requisitos y condiciones que las empresas productoras de hidrocarburos deberán acreditar para poder acceder a la adquisición de cierta cantidad de divisas en el Mercado Libre de Cambios (“**MLC**”) a las cuales podrán dar ciertos destinos determinados en el Decreto 277.

Adicionalmente, se crea el Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (“**RPEPNIH**”).

Para acceder a los beneficios, y para mantenerlos, los sujetos interesados deberán. (i) adherir, según el caso, al RADPIP o al RADPIGN; (ii) obtener producción incremental de petróleo o realizar una inyección incremental de gas natural, según el caso, en comparación con la producción o inyección registrada en 2021; (iii) cumplir con los términos y condiciones del RPEPNIH; (iv) ser adjudicatarios en cumplimiento de volúmenes de gas natural base sobre 365 días al año en las subastas o concursos de precios del Plan Gas.Ar organizado bajo el Decreto N° 892/2020 (para el caso del RADPIGN); o (v) estar en cumplimiento de las obligaciones que hubieren asumido bajo el Plan Gas.Ar (para el caso del RADPIP).

El Decreto 277 establece que el 20% de la Producción Incremental Trimestral que haya obtenido cada beneficiario del RADPIP, o 30% de la Inyección Incremental Trimestral que haya obtenido cada beneficiario del RADPIGN, será, en principio (puesto que se prevén diversos supuestos en los cuales tales porcentajes podrán ser incrementados), el volumen de producción o inyección incremental beneficiado.

Los beneficiarios podrán acceder al MLC para adquirir divisas empleando a tal efecto un monto, (i) para el RADPIP, equivalente a su volumen de producción o inyección incremental beneficiado, valuado sobre la base de la cotización promedio de los últimos 12 meses del “ICE BRENT primera línea”, neto de derechos de exportación, con menos las primas o descuentos que correspondan conforme a la calidad del crudo de que se trate, y (ii) para el RADPIGN, sobre la base del precio promedio ponderado de exportación de los últimos 12 meses del conjunto del sistema, neto de derechos de exportación (dicho precio no podrá ser inferior al precio promedio ponderado de adjudicación de volúmenes de gas natural base sobre 365 días al año bajo el Plan Gas.Ar, ni superior a dos veces ese valor).

Tales divisas podrán ser destinadas al pago de: (i) capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior; (ii) utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; o (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes.

El RPEPNIH, creado por el Decreto 277, establece como principio general la utilización plena y sucesiva, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo y contratación de mano de obra y la provisión directa de servicios por parte de PyMEs y empresas regionales, a la vez que prevé los siguientes esquemas: (i) el Esquema de Requisitos de Integración Regional y Nacional, conforme al cual cada beneficiario deberá presentar, al solicitar su adhesión al RADPIP y/o al REDPIGN, un Plan de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales con determinados contenidos mínimos; y (ii) el Esquema de Aplicación de Preferencias, que debe otorgar la posibilidad de “refichaje o igualación de la mejor oferta”, con prioridad en caso de ser ejercida, a las ofertas de bienes y/o servicios de origen regional y nacional, cuando sus precios incrementados en un 10% o en un 5% respectivamente, sean iguales o inferiores a los que no sean de origen nacional.


Luis Villarreal
Subdelegado

Los beneficios previstos en el Decreto 277 serán considerados a cuenta y oportunamente descontados de los que correspondieran por aplicación de: (i) regímenes de promoción sectoriales que establezcan beneficios en materia de acceso al MLC; y (ii) la aplicación de otros regímenes promocionales tales como los previstos en el Decreto N° 234/2021, en el Decreto N° 892/2020, su reglamentación y otras normas similares.

El Decreto 277 ha sido reglamentado por el decreto 484/2022, la Resolución SE 13/2023 y por la Comunicación “A” 7646 del BCRA.

La Emisora ha presentado su adhesión tanto al Régimen del RADPIGN como al RADPIP. A la fecha de este Prospecto, ha requerido el reconocimiento de sendos beneficios para determinados períodos en los que cumpliere los requisitos de acceso a los mismos.

Decreto N° 234/21 – Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones

Mediante el Decreto N° 234/21, publicado en el Boletín Oficial el 7 de abril de 2021, creó el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones, aplicable a varios sectores, entre ellos el hidrocarburífero.

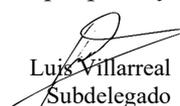
El régimen comprende el otorgamiento de ciertos beneficios a quienes presenten ante, y obtengan aprobación de, la Autoridad de Aplicación, un “Proyecto de Inversión para la Exportación”, que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US\$100.000.000. Deberá tratarse necesariamente de una inversión nueva o destinarse a la ampliación de una unidad de negocio ya existente. La Autoridad de Aplicación establecerá, para cada actividad, los requisitos necesarios para considerar la existencia de una ampliación de capacidad productiva en los términos del presente régimen (los requisitos aplicables a la actividad hidrocarburíferas no han sido fijados aún).

Los beneficios consisten en la libre disponibilidad de hasta 20% del producido de las exportaciones generadas por el proyecto, a los efectos de pagar dividendos, repagar deuda externa tomada para financiar el proyecto y repatriar la inversión por un no residente.

GLP

La Ley N° 26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2005, establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP, regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en Argentina y declara esas actividades como de interés público. Entre otras cosas, la ley:

- crea el Registro de Envases de GLP obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad,
- protege las marcas comerciales de los fraccionadores de GLP,
- crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la Secretaría de Energía (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía) publicará periódicamente precios de referencia para el GLP vendido en envases de 45 kilogramos o menos,
- otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de GLP y
- crea un fondo fiduciario para atender el consumo residencial de GLP envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Estará integrado por los siguientes recursos: a) la totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la Ley de GLP, b) los fondos que por ley


Luis Villarreal
Subdelegado

de presupuesto se asignen; c) los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales y d) los aportes específicos que la autoridad de aplicación convenga con los operadores de la actividad.

La Secretaría de Energía estableció, a través de varias resoluciones subsiguientes, precios de referencia aplicables a las ventas de envases de GLP de menos de 45 kg y a las ventas de GLP al por mayor exclusivamente a fraccionadores de GLP. Asimismo, la Secretaría de Energía aprobó el método para calcular la paridad de exportación de GLP que será actualizada mensualmente por la Subsecretaría de Combustibles.

Con respecto a las regulaciones en materia de exportación de GLP, la Disposición N° 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles de la Nación requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía. Las compañías que desean exportar GLP deben demostrar primero que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de vender GLP en el mercado local y ésta fue rechazada. En la actualidad, la Emisora exporta gas butano y metanol.

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el “Acuerdo Complementario”. Este acuerdo aplica sólo al GLP vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho GLP en garrafas de 10, 12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de GLP que provean a los fraccionadores el volumen prescrito de GLP y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo. El Acuerdo Complementario se prorrogó en los años siguientes hasta 2015, con ciertas modificaciones en las cantidades y precios que se proporcionarán cada año.

El 1° de abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 28/2016 en virtud de la cual los precios del propano no diluido para usuarios residenciales fueron sustancialmente incrementados. Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaron un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estuvieron sujetos a tasas inferiores de aumento. Para mayor información, ver el apartado “*Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)*” en esta Sección.

La Resolución N° 49/2015 aprobó el Programa “Hogares con Garrafas” en virtud del cual los productores de GLP deben efectuar un aporte de ciertos volúmenes mínimos de propano y/o butano que quedan a disposición de determinados fraccionadores para ser adquiridos por un precio que no puede superar el precio máximo de referencia que fija la autoridad de aplicación de tiempo en tiempo. El programa preveía, además, el pago de ciertas compensaciones a tales productores.

Este programa para el suministro de GLP con destino a ser envasado ha sido modificado por diferentes resoluciones sucesivas que modificaron los precios máximos de referencia, las compensaciones a los productores (que actualmente están fijadas en \$ 0) y la metodología para actualizaciones futuras de precios máximos de referencia, entre otros cambios (entre ellas, las Resoluciones N° N° 75/2017 del Secretario de Hidrocarburos, la Resolución N° 287-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería y la Resolución N° 762/2023 de la Secretaría de Energía que fijó los precios máximos de referencia actualmente vigentes–).

Creación del Registro Nacional de la Industria del Gas Licuado de Petróleo (RNIGLP) y el Registro Nacional de Operadores de la Industria del Gas Licuado de Petróleo Automotor” (RNOIGLPA)

Mediante la Resolución N° 339/2021, publicada en el Boletín Oficial en fecha 20 de abril de 2021, la Secretaría de Energía estableció diversas regulaciones aplicables a la industria del GLP.


Luis Villarreal
Subdelegado

Por un lado, la Resolución N° 339/2021 aprueba: (i) las Normas Técnicas y de Seguridad para el uso de GLP en Motores de Combustión Interna para la Propulsión; (ii) las Normas para Operadores de las Actividades Aplicables a los Equipos de Conversión para Gas Licuado de Petróleo Náutico (“GLPN”), a Utilizar Como Combustible para Motores de Combustión Interna a Bordo de Embarcaciones y Otros Artefactos Navales y/o Sistemas de Despachos; (iii) Normas de Condiciones Técnicas y de Seguridad para el Empleo Seguro del GLPN, en Equipos Completos de Conversión para Motores de Combustión Interna, a Bordo de Embarcaciones y Otros Artefactos Navales; y Las Normas y Especificaciones para la Construcción, Instalación y Habilitación de Estaciones Servicio de GLPN. Por otro lado, la Resolución N° 339/2021 crea el “Registro Nacional de la Industria del Gas Licuado de Petróleo” (RNIGLP) y el “Registro Nacional de Operadores de la Industria del Gas Licuado de Petróleo Automotor” (RNOIGLPA), en los que se deberán inscribir los operadores de las actividades aplicables a los equipos de conversión para GLPN, a utilizar como combustible para motores de combustión interna a bordo de embarcaciones y otros artefactos navales y/o sistemas de despachos. Para participar en actividades de alimentación de GLP de equipos (Kit) de conversión con cilindro removible Intercambiable, las personas jurídicas deberán inscribirse en el RNIGLP y el RNOIGLPA a partir de los 180 días hábiles de la entrada en vigor de la Resolución 339/2021.

Los operadores alcanzados por la Resolución N° 339/2021 deberán cumplir además con las habilitaciones y permisos que la Autoridad Portuaria y/o la Prefectura Naval Argentina exijan para el desarrollo y uso del bien afectado en el área de su competencia.

Regulaciones ambientales argentinas

La sanción de los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, reformada en 1994, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal de protección al medio ambiente. Los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más proactiva en lo atinente al acatamiento de las leyes y reglamentaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales.

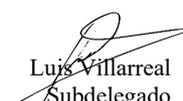
De acuerdo con el nuevo texto de los artículos 41 y 43 de la Constitución Nacional, todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley aplicable. El Estado Nacional dicta normas con presupuestos mínimos para la protección del medio ambiente, en tanto que las provincias dictan normas complementarias a esas normas, así como otras normas ambientales.

Conforme las normas reseñadas, el poder de policía en materia ambiental es concurrente entre las provincias y el Estado Nacional.

Las leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales relacionadas con la calidad ambiental en Argentina afectan las operaciones de la Emisora. Estas leyes y reglamentaciones fijan estándares para determinados aspectos de la calidad ambiental, establecen penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares y prevén la obligación de recomponer en determinadas circunstancias.

La Emisora se encuentra sujeta a los requisitos de una gran cantidad de normas nacionales, provinciales y municipales. Así, a modo ejemplificativo, la Emisora se encuentra sujeta a las siguientes normas (incluidas sus disposiciones reglamentarias):

- Constitución Nacional (artículos 41 y 43);
- Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;


Luis Villarreal
Subdelegado

- Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio N° 25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
- Ley de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
- Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;
- Ley de Gestión y Eliminación de Policlorobifenilos N° 25.670;
- las Resoluciones N° 105/1992, 252/1993, 342/1993, 25/2004 y 5/1996 de la Secretaría de Energía;
- Código Penal; y
- Código Civil y Comercial, que establece las normas generales del derecho de daños.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a la descarga de desperdicios asociados con las operaciones de hidrocarburos, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, seguridad e higiene en el lugar de trabajo, reclamos por daño ambiental de incidencia colectiva, reclamos por indemnización por daños y perjuicios y responsabilidad por hechos ilícitos extracontractuales respecto de sustancias tóxicas. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

Por otra parte, el 1° de agosto de 2015 entró en vigencia el nuevo Código Civil y Comercial de la Nación que en su artículo 14, en concordancia con el texto constitucional, reconoce los derechos de incidencia colectiva y expresamente prohíbe el ejercicio abusivo de un derecho individual cuando pueda afectar el ambiente.

Asimismo, estamos sujetos a muchas otras reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales, incluyendo, por ejemplo, la Resolución N° 5/96 de la ex Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones que estableció normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos, aprobó un cronograma para que se lleve a cabo dichas tareas y dispuso que cuatro años antes del vencimiento del plazo de las respectivas concesiones de explotación, o al revertirse total o parcialmente un área de exploración, el concesionario o permisionario debe presentar un estudio técnico-económico donde fundamente las razones por las cuales eventualmente podría resultar inconveniente el abandono, definitivo o temporario, de cada uno de los pozos inactivos existentes en el área a entregar. Otras normas establecen regulaciones aplicables al venteo de gas, derrames de petróleo y otros aspectos.

Mediante la Resolución N° 404/94, la Secretaría de Energía modificó la Resolución N° 419/93, y creó el Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad, los cuales pueden actuar con respecto a áreas de almacenamiento de hidrocarburos, refinerías de petróleo, estaciones de servicio de gas natural, plantas comercializadoras de combustibles y plantas de fraccionamiento de GLP en contenedores o cilindros. La resolución dispone que las auditorías externas de refinerías de petróleo, estaciones de servicio y todas las plantas de almacenamiento de combustibles deben ser realizadas por profesionales inscriptos en el Registro. Las compañías que fabrican y comercializan combustibles tienen prohibido suministrar esos productos a las estaciones de servicio que no cumplen con sus obligaciones. Las sanciones por no realizar las auditorías y las tareas de reparación o de seguridad incluyen la descalificación de plantas o estaciones de servicio de gas. Además, hay un conjunto de obligaciones en relación con los sistemas subterráneos de almacenamiento de combustible, incluyendo un mecanismo para la


Luis Villarreal
Subdelegado

notificación instantánea en caso de pérdidas o sospecha de pérdidas de las instalaciones de almacenamiento.

El citado Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad fue luego reemplazado, por medio de la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, por el Registro de Universidades Nacionales para la Realización de Auditorías Técnicas, Ambientales y de Seguridad, por lo que las auditorías de los tanques de almacenamiento, bocas de expendio, refinerías de combustible, etc., debe ser realizado por las universidades nacionales allí inscriptas.

A nivel provincial, cabe destacar la regulación de la Provincia de Santa Cruz. En efecto, mediante la Ley N° 2658 se estableció el procedimiento de evaluación de impacto ambiental, en virtud del cual toda actividad susceptible de modificar directa o indirecta el ambiente deberá obtener para su implementación una declaración de impacto ambiental. En caso de incumplimiento a lo previsto por la ley mencionada, las sanciones, según la magnitud del daño o peligro ambiental ocasionados y la reincidencia, podrían consistir en: (i) apercibimiento; (ii) multa desde mil pesos hasta dos mil veces esa suma; (iii) suspensión total o parcial de la concesión; (iv) caducidad total o parcial de la concesión; (v) clausura temporal o definitiva, parcial o total del establecimiento; (vi) recomposición del ecosistema afectados; (vii) retención de los bienes respecto de los cuales haya antecedentes para estimar un uso o consumo nocivo o peligroso para el ambiente; (viii) decomiso de bienes materiales o efectos que hayan sido causa o instrumento de la infracción; y (ix) destrucción de bienes que hayan sido causa o instrumento de la infracción e impliquen un daño o peligro para el ambiente.

Por otra parte, mediante Ley N° 3122, la Provincia de Santa Cruz estableció un programa de saneamiento ambiental destinado a las áreas afectadas por la exploración y explotación de hidrocarburos. A tal efecto, las operadoras de áreas deberán presentar anualmente una declaración jurada de los pasivos ambientales de cada concesión, un plan anual de trabajo y un cronograma de inversiones para la remediación. En caso de incumplimiento, las sanciones, según la gravedad de la falta, podrán consistir en: (i) apercibimiento; y (ii) multa desde el monto equivalente a 500 litros de *gasoil* según valor en el Automóvil Club Argentino de Río Gallegos, hasta 1500 veces esa suma.

La Ley de Hidrocarburos de Mendoza N° 7526, dispone que los permisionarios, concesionarios y todos los sujetos que intervienen en la exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos y derivados deberán dar estricto cumplimiento a la normativa provincial vigente en la materia, sometiéndose expresamente a los dictados de la Ley Provincial de Preservación del Ambiente N° 5.961, Decreto Provincial N° 437/93 (Evaluación Ambiental de la Industria Petrolera) o legislación que eventualmente las modifique o sustituya y cuyo poder y función de policía corresponde al Ministerio de Ambiente y Obras Públicas, y al Departamento General de Irrigación en materia de administración y preservación hídrica.

El Decreto Provincial N° 437/93, específicamente referido a la industria petrolera, establece que:

- A los efectos de la aplicación del Título V de la Ley 5.961, referido a la Evaluación del Impacto Ambiental, en las actividades de producción de hidrocarburos prevista en el Anexo I, punto I, inc. 5 de dicha norma, se adopta con carácter de reglamento específico para la protección ambiental en el ámbito de la producción de hidrocarburos en la Provincia de Mendoza, las normas del Anexo I de la Res. 105/92, “Normas y Procedimientos que regulan la protección ambiental durante las Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos” de la Secretaría de Energía de la Nación, con ciertas adecuaciones legales y de procedimiento que se detallan en el decreto provincial.


Luis Villarreal
Subdelegado

- La autoridad de aplicación dispondrá la convocatoria a Audiencia Pública en el plazo de quince días de recibida la evaluación ambiental. o el estudio de impacto ambiental, a las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, estatales o no, potencialmente afectadas por la realización del proyecto, en particular a los superficiarios y a las organizaciones no gubernamentales protectoras del ambiente.

- Sin perjuicio de las sanciones que pudiesen corresponder por aplicación de la jurisdicción federal, la autoridad de aplicación, previa constatación e intimación fehaciente, podrá disponer la paralización de aquellas actividades desarrolladas sin la presentación de la documentación requerida o, incluso, ordenar la demolición o destrucción de las obras realizadas en infracción, de conformidad con el Artículo 39 de la Ley 5.961, ello sin perjuicio de la aplicación de las sanciones de apercibimiento y multa establecidas en el Artículo 39 de dicha ley.

El 14 de mayo de 2021, a través de la Resolución N° 414/2021 de la Secretaría de Energía, se aprobó la creación del Registro de Entidades Auditoras de Seguridad, Técnicas y Ambientales (el “**Registro de Entidades Auditoras**”).

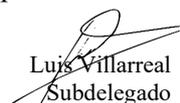
La inscripción en el Registro de Entidades Auditoras será obligatoria para toda persona física o jurídica, universidad o institución que pretenda realizar auditorías en materia de seguridad, técnica y ambientales en: (i) refinerías, instalaciones de procesamiento y/o almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados; (ii) instalaciones de elaboración, almacenaje y/o despacho de biocombustibles; (iii) almacenaje de coque (de petróleo); (iv) bocas de expendio de combustibles líquidos y Gas Natural Licuado (GNL); (v) instalaciones con tanques de almacenamiento aéreo y/o subterráneo; (vi) camiones cisternas; (vii) predios, tanques, envases, cilindros, instalaciones y elementos de todos los sujetos de la industria de GLP y bocas de expendio de Gas Licuado Automotor (GLPA); (viii) sistemas de medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos; (ix) terminales destinadas a operaciones de GNL; y, en general, (x) cualquier otra planta, instalación, boca de expendio y/o elemento que requiera ser auditado de conformidad con las normas vigentes.

La Resolución N° 414/2021 dispone que se considerarán automáticamente inscriptos en el Registro de Entidades Auditoras quienes se encuentren actualmente inscriptos en el Registro de Universidades Nacionales para la realización de auditorías técnicas, ambientales y de seguridad creado por la Resolución N° 266/2008 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y/o en el Registro de Empresas Auditoras de Seguridad, creado por la Resolución N° 419/1993 de la Secretaría de Energía de la Nación, y sus modificatorias, registros estos que quedan sin efecto. Sin embargo, tales entidades dispondrán del plazo de un (1) año, a contar desde el 14 de mayo de 2021, a fin de readecuar su inscripción de conformidad con los requisitos aludidos en la Resolución N° 414/2021, bajo apercibimiento de disponerse la baja automática de la inscripción.

La autoridad de aplicación se reserva el derecho a exigir a las entidades auditoras inscriptas que realicen, sin cargo alguno, auditorías cruzadas dirigidas al control técnico en alguna de las categorías para las que se encuentren inscriptas, en tres oportunidades al año como máximo y de forma tal que el número de tales auditorías cruzadas no supere el uno por ciento (1%) de las auditorías totales efectuadas durante el año anterior por la entidad de que se trate.

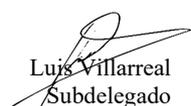
La Resolución N° 414/2021 establece que las entidades auditoras serán civilmente responsables ante la autoridad de aplicación por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarle y la reglamentación pone a su cargo, por tal motivo, la constitución de una garantía por un valor equivalente a US\$ 250.000, entre los requisitos de inscripción.

Mediante Resolución Conjunta de las Secretarías de Energía y de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable N° 3/19 se estableció un procedimiento específico para la evaluación de impacto ambiental que se deberá llevar a cabo en forma previa a la realización de cualquier actividad de exploración costa afuera. La primera aplicación práctica de dicho procedimiento


Luis Villarreal
Subdelegado

ocurrió durante 2022, cuando el operador del área de aguas profundas CAN-100, ubicada en jurisdicción nacional, presentó y solicitó la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental para la adquisición sísmica 3D. Luego de varios meses de incertidumbre, la autoridad ambiental aprobó dicho estudio pero, poco después, un juez federal de la ciudad de Mar del Plata hizo lugar a una medida cautelar solicitada en el marco de una acción de amparo promovido por organizaciones ambientalistas y por el intendente de la ciudad de Mar del Plata, ordenando la suspensión de toda actividad en el área. El Estado nacional y la compañía operadora apelaron la medida, la Cámara Federal de Mar del Plata revocó dicha medida cautelar el día 5 de diciembre de 2022 y luego el mismo Tribunal denegó los recursos extraordinarios presentados contra la decisión anterior el día 25 de enero de 2023; todo lo cual habilitó la realización de los trabajos, sujeto a ciertas condiciones. La resolución del caso es relevante atento a que existen 18 permisos de exploración costa afuera, otorgados en el concurso público internacional para la adjudicación de áreas costa afuera llevado a cabo durante 2018 y principios de 2019, en el marco de los cuales los permisionarios deberán ejecutar trabajos de exploración similares a los que han sido objeto de cuestionamientos en el área CAN-100.

La descripción precedente de las principales normas ambientales argentinas es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental. El resumen se basa en las reglamentaciones argentinas relacionadas con asuntos ambientales vigentes a la fecha del presente Prospecto, estando las mismas sujetas a cambios.


Luis Villarreal
Subdelegado

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, deben considerarse cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación y la demás información incluida en este Prospecto. Puede que la Emisora deba hacer frente a otros riesgos e incertidumbres de los cuales no tiene conocimiento actualmente, o que a la fecha de este Prospecto no sean considerados significativos, los que pueden afectar adversamente sus actividades. Cualquiera de los siguientes riesgos, en caso de ocurrir efectivamente, podría afectar significativa y adversamente las actividades, los resultados de las operaciones, las perspectivas y la situación financiera de la Emisora. En general, las inversiones en valores negociables de emisores de un mercado emergente como la Argentina están expuestas a un grado de riesgo mayor que una inversión en valores negociables de otros mercados.

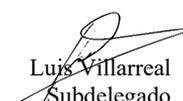
Riesgos relacionados con la Argentina

Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar a la economía del país.

Las elecciones presidenciales y legislativas de Argentina tuvieron lugar el 22 de octubre de 2023 y el ballottage entre los dos principales candidatos a presidente tuvo lugar el 19 de noviembre de 2023, como resultado del cual Javier Milei fue elegido presidente de Argentina. El nuevo gobierno asumió el 10 de diciembre de 2023. Sin perjuicio de ello, en función de los resultados de las elecciones legislativas generales, el partido oficialista, “La Libertad Avanza”, únicamente tendrá representantes propios por el 9,72% en la Cámara de Senadores y por el 14,78% en la Cámara de Diputados. El espacio político del gobierno saliente, “Unión por la Patria”, mantendrá un 45,83% de su representación en la Cámara de Senadores y un 42,02% de la Cámara de Diputados, mientras que “Juntos por el Cambio” tendrá un 29,16% de representación en la Cámara de Senadores y un 36,57% en la Cámara de Diputados, perteneciendo el resto de los escaños a otros espacios políticos.

Desde su asunción, el nuevo gobierno ha anunciado diversas e importantes reformas económicas y políticas. En este sentido, el 21 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Urgencia N° 70/2023 (el “**Decreto 70/2023**”), por el que se declara el estado de emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, de seguridad social, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025. El Decreto 70/2023 pretende sentar las bases de una profunda reforma del Estado, que incluya la privatización de numerosas empresas públicas. Para ello, el Decreto 70/2023 deroga varias leyes relacionadas con la intervención del Estado en la economía, como la Ley de “Góndolas” N° 27.545 (y sus modificaciones), la Ley de Abastecimiento N° 20.680 (y sus modificaciones), la Ley del Observatorio de Precios N° 26.992 (y sus modificaciones) y la Ley de Empresas Estatales N° 20.075 (y sus modificaciones), con el objetivo de liberalizar el comercio, los servicios y la industria, y eliminar las restricciones a la oferta de bienes y servicios que distorsionan los precios de mercado.

Asimismo, el Decreto 70/2023 modifica diversos cuerpos normativos, que incluyen el Código Civil y Comercial de la Nación, reforzando la libertad de contratación, el principio de la autonomía de la voluntad y la legalidad y ejecutabilidad de los contratos en moneda extranjera; el Código Aduanero, liberalizando el comercio exterior; la Ley de Contrato de Trabajo, flexibilizando las relaciones laborales individuales y colectivas; el sistema de salud, flexibilizando las contrataciones de obras sociales y prepagas; y el régimen de Tarjetas de Crédito, eliminando topes de comisiones e intereses. También modifica normas especiales vinculadas a múltiples industrias (tales como energía, minería, telecomunicaciones, agroindustrial y turística, entre otras).


Luis Villarreal
Subdelegado

El Decreto 70/2023 entró en vigencia el 29 de diciembre de 2023. Sin embargo, de acuerdo con lo previsto por la Ley N° 26.122 (sus modificatorias y complementarias), la Comisión Bicameral Permanente del Congreso de la Nación debe expedirse acerca de la validez o invalidez del Decreto 70/23, pronunciándose sobre su adecuación a los requisitos formales y sustanciales establecidos constitucionalmente para su dictado, elevando un dictamen al plenario de cada cámara legislativa para su expreso tratamiento, en el plazo de 10 días. Vencido este plazo, si la Comisión Bicameral no ha emitido dictamen, la Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores podrán tratar directamente el Decreto 70/2023. Cumplido el plazo, el 14 de marzo de 2024, el Decreto fue rechazado por el Senado. Sin embargo, de acuerdo con la Ley N° 26.122, el Decreto 70/2023 sólo quedará sin efecto si es expresamente rechazado por ambas Cámaras legislativas. A la fecha de este Prospecto, la Cámara de Diputados no ha fijado fecha para deliberar sobre la aprobación o rechazo del Decreto 70/2023. Adicionalmente, desde su dictado por el Poder Ejecutivo Nacional, el Decreto 70/2023 ha sido objeto de numerosos cuestionamientos respecto a su constitucionalidad, lo que dio lugar a la presentación de varias acciones de amparo ante la justicia nacional en lo laboral y el fuero contencioso administrativo federal, entre otros.

A la fecha de este Prospecto, parte de dichas acciones de amparo han sido aceptadas por los tribunales intervinientes y se han concedido diversas medidas cautelares con efectos y alcances diversos, tales como las presentadas por: (i) la Confederación General del Trabajo (CGT) solicitando la suspensión de la aplicabilidad de lo dispuesto en el Título IV “Trabajo” del Decreto 70/2023, la cual fue concedida en sus efectos por la Sala de FERIA de la Cámara Nacional de Apelaciones del Trabajo; (ii) la Central de Trabajadores y Trabajadoras de la Argentina (CTA) solicitando la suspensión de los efectos del Decreto 70/2023 en lo que hace a la operatividad de las previsiones contenidas en su Título IV “Trabajo” hasta tanto se dicte resolución sobre el fondo, la cual fue concedida en sus efectos por la Sala de FERIA de la Cámara Nacional de Apelaciones del Trabajo; (iii) la acción presentada por Eduardo Santiago Wilson, en la que la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal admitió que la acción tramite como amparo colectivo y ordenó su inscripción en el Registro Público de Procesos Colectivos, aclarando que la composición del colectivo comprende a todos los afectados por la derogación dispuesta por los arts. 267 y 269 (que modificaron la regulación de las empresas de medicina prepaga, regidas por la Ley N° 26.682). Al dar respuesta a la solicitud de inscripción, el Registro Público de Procesos Colectivos detectó una similitud del objeto de la causa judicial con aquella debatida en el Expte. N° 94/2024, “*Brauchli, Marta Cristina c/ Sociedad Italiana de Beneficencia en Buenos Aires s/ Amparo Colectivo*”, en trámite ante la Justicia Federal de General San Martín. Ello suscitó un conflicto de competencia pues los autos “*Wilson*” se remitieron a dicho Tribunal, pero el Juez a cargo del Juzgado Federal de Gral. San Martín no aceptó la competencia para entender en dicho expediente. La cuestión está actualmente a resolución por parte de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, existiendo un dictamen de la Procuración General de la Nación en donde se opina que quien debe resolver es la Cámara de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal; (iv) la asociación Bancaria Sociedad de Empleados de Banco, en la que el Juzgado Nacional del Trabajo de FERIA dictó una medida cautelar y suspendió preventivamente la vigencia de lo dispuesto en el Título IV “Trabajo” del Decreto 70/2023 en tanto y en cuanto afecta al colectivo de trabajadores representados por la Asociación demandante. Asimismo, en febrero de 2024, la Provincia de La Rioja solicitó ante la CSJN una acción declarativa de certeza acompañada con un pedido de dictado de una medida cautelar que disponga la suspensión total de los efectos del Decreto 70/2023 y que ordene al Poder Ejecutivo de la Nación a no aplicar ninguna de sus disposiciones hasta la resolución definitiva de la causa. En abril de 2024, la CSJN rechazó la demanda, con fundamento en que la demanda declarativa solo da lugar a una causa contenciosa cuando existe una controversia de intereses actual y concreta, no meramente posible o hipotética, y aquí no se definió ningún interés propio de la provincia que se encuentre afectado de manera actual y concreta.

Luego de que el Decreto 70/2023 estableciera que se deben “*liberar las restricciones de precios al sistema de medicina prepaga*” para “*aumentar la competitividad del sistema*”, se


Luis Villarreal
Subdelegado

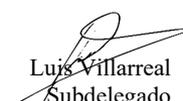
verificaron incrementos relevantes de las cuotas de los planes de salud dispuestos por las empresas de medicina prepaga, a raíz de los cuales se formuló una denuncia por presunta cartelización ante la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, en virtud de la cual, el 17 de abril de 2024, la Secretaría de Industria y Comercio emitió un Comunicado ordenando a un grupo de empresas de medicina prepaga a reajustar los valores de las cuotas de sus planes de salud a diciembre de 2023, teniendo en cuenta el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Ese mismo día, la Superintendencia de Servicios de Salud (SSS) inició un amparo contra un grupo de empresas de medicina prepaga -que a la fecha se eleva a veintitrés (23) - solicitando el dictado de una medida cautelar que dispusiera retrotraer el valor de las cuotas al vigente en diciembre de 2023, la fijación de los incrementos con un índice que estableciera la justicia y la devolución del dinero cobrado en exceso. El 3 de mayo de 2024, se admitió la medida solicitada y se ordenó a las empresas demandadas a retrotraer el monto de los valores a las cuotas vigentes en diciembre de 2023.

Simultáneamente, a través del Decreto 76/2023, el Poder Ejecutivo convocó a sesiones legislativas extraordinarias para tratar, entre otros temas, un proyecto de ley omnibus “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” que proponía profundizar las reformas introducidas por el Decreto 70/2023. En este contexto, reafirmaba la declaración del estado de emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por el Poder Ejecutivo por dos años más. Asimismo, durante la emergencia, el proyecto proponía la delegación de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo, de conformidad con el artículo 76 de la Constitución Nacional. De manera similar al Decreto 70/2023, el proyecto proponía una reforma integral del Estado y una fuerte desregulación de la economía. El 7 de febrero de 2024, el proyecto fue retirado del Congreso por decisión del Presidente. En mayo de 2024 se volvió a presentar ante el Congreso una ley con aspectos similares, que fue aprobada por la Cámara de Diputados y aún continúa en tratamiento de comisiones en la Cámara de Senadores.

Luego de las modificaciones realizadas durante las negociaciones en la Cámara de Diputados el nuevo texto del proyecto de ley prevé la declaración de emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de seguridad, de salud, tarifaria, energética y administrativa por un año, prorrogable por un año más, y propone una reforma integral del Estado y una fuerte desregulación de la economía proponiendo modificaciones y derogaciones de normas en los siguientes campos: (i) organización de la administración público; (ii) procedimiento administrativo y calidad regulatoria; (iii) resolución de disputas con el Estado; (iv) régimen de seguros; (v) régimen aplicable a las sociedades comerciales; (vi) régimen de administración financiera del Estado; (vii) reforma impositiva integral y establecimiento de un régimen de regularización excepcional de obligaciones tributarias, aduaneras y de seguridad social; (viii) sectores de agricultura, energético, turismo, entre otras actividades e industrias; (ix) régimen de obligaciones y contratos tendientes a reforzar la autonomía de la voluntad entre las partes; (x) defensa de la competencia; (xi) propiedad intelectual; y (xii) fomentos e incentivos para grandes inversiones.

A la fecha del presente Prospecto, existe incertidumbre sobre el impacto que estas medidas y cualesquiera otras que adopte el nuevo Gobierno tendrán en la economía argentina en general y en el negocio de la Emisora. Creemos que el efecto de la liberalización económica será positivo para su negocio, pero no podemos predecir los efectos con certeza.

Varias medidas propuestas por el nuevo gobierno han generado malestar político y social, lo que puede dificultar que la nueva administración aplique estas medidas tal como se han propuesto. Dado que el partido gobernante no tiene quórum propio en ninguna de las dos cámaras del Congreso, el nuevo gobierno necesitará buscar alianzas y apoyo político de otros partidos, para obtener la aprobación de sus propuestas. Esto aumenta la incertidumbre sobre la capacidad del nuevo gobierno para aprobar cualquier medida que pretenda implementar.


Luis Villarreal
Subdelegado

La incertidumbre política en Argentina respecto a las medidas que adoptará el nuevo gobierno en relación con la economía argentina podría provocar volatilidad en los precios de mercado de los valores de las empresas argentinas.

No podemos asegurar que las políticas a aplicar por el nuevo gobierno o los acontecimientos políticos en Argentina no afecten negativamente a nuestra situación financiera y a nuestros resultados de explotación.

La situación de emergencia declarada por el Decreto 70/2023 y las nuevas medidas que la nueva administración podría aplicar, podrían afectar negativamente al negocio y al resultado de las operaciones de la Emisora.

La emergencia declarada por el Decreto 70/2023 tiene por objeto estabilizar la economía para lograr una desregulación significativa de la actividad económica y minimizar la intervención gubernamental. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora no puede predecir el impacto de las medidas que puedan adoptarse en el marco de la emergencia, ya sea a nivel federal o provincial, ni el efecto que dichas medidas puedan tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para hacer frente a sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente a la actividad, situación financiera y resultados de explotación de la Emisora. Además, la Emisora no puede garantizar que la evolución económica, reglamentaria, social y política de Argentina no afecte a su actividad, situación financiera o resultados de explotación.

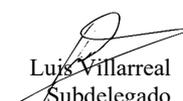
Invertir en una economía de mercado independiente conlleva ciertos riesgos inherentes.

De conformidad con la reclasificación llevada adelante por Morgan Stanley Capital Index (MSCI) en su índice bursátil con vigencia a partir de noviembre de 2021, la Argentina es una economía de mercado independiente (*standalone*), e invertir en dichos mercados en general trae aparejados ciertos riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina, así como en otros países emergentes de América Latina, se ha desatado por muchos factores diferentes, que incluyen los siguientes:

- hechos o factores económicos externos adversos;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- aumentos salariales y controles de precios;
- controles cambiarios y de capital;
- tensiones políticas y malestar social;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central;
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones; y
- otras externalidades a las que los países emergentes son más vulnerables por sus debilidades propias, tales como, durante los años 2020 y 2021, la pandemia de COVID-19 (“**Coronavirus**”).

Cualquiera de los factores mencionados anteriormente, ya sea individualmente o en conjunto, podría tener consecuencias adversas para la economía argentina, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La Emisora depende de las condiciones macroeconómicas de Argentina.


Luis Villarreal
Subdelegado

Las actividades y los resultados financieros de la Emisora dependen en forma significativa de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. La Emisora es una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina y sustancialmente todas sus operaciones, activos e ingresos se encuentran ubicados o se obtienen en Argentina. Por lo tanto, la situación financiera y los resultados de la Emisora dependen significativamente de las condiciones económicas y políticas de Argentina, así como del valor del peso con respecto a otras divisas.

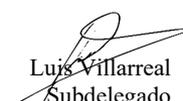
Según información del Banco Mundial y del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República Argentina (“INDEC”), la economía argentina se contrajo, en líneas generales, durante los últimos diez años. En el 2018, luego de una leve recuperación en el 2017, la economía argentina experimentó una fuerte recesión, que continuó en 2019. En este contexto, se celebró un contrato de préstamo internacional *stand-by* con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) a 36 meses por US\$50 miles de millones en junio de 2018. A fines de septiembre del 2018, se acordó con dicho organismo un aumento de los fondos a liberar en virtud del préstamo, los cuales ascendieron a la suma de US\$57,1 miles de millones, recibiendo desembolsos por aproximadamente US\$44,1 miles de millones, en cinco tramos: US\$15 miles de millones en junio de 2018, US\$5,7 miles de millones en octubre de 2018, US\$7,6 miles de millones en diciembre de 2018, US\$10,8 miles de millones en abril de 2019, y US\$5,3 miles de millones en julio de 2019.

Frente a las evidentes dificultades para afrontar los pagos de la deuda, el 31 de agosto de 2020 el Estado Nacional reestructuró el 99,01% del capital en circulación de la deuda externa con inversores privados. Asimismo, el 4 de septiembre de 2020 reestructuró el 98,80% del capital en circulación de la deuda local en moneda extranjera. Con fecha 22 de junio de 2021, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el Club de París, a través del cual se acordó el pago del 18% de la deuda con vencimiento el 31 de mayo de 2021, en dos cuotas pagaderas durante el tercer cuatrimestre de 2021 y el primer cuatrimestre de 2022, y la prórroga del vencimiento del restante 82% al 31 de marzo de 2022.

El 28 de enero de 2022, el Estado Nacional anunció haber llegado a un entendimiento para refinanciar el préstamo *stand-by* con el FMI (el “**Entendimiento con el FMI**”) y que comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales asumidas por el Estado Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previendo una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024).

Por otra parte, con fecha 3 de marzo de 2022, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el FMI para el otorgamiento de un nuevo préstamo (el “**Nuevo Préstamo del FMI**”) a la Argentina bajo el cual se desembolsarán un total de US\$45.000 millones, suma necesaria para realizar los pagos bajo el Préstamo *Stand-by* con el FMI y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2034. Se prevé que los desembolsos bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas. La solicitud del Nuevo Préstamo del FMI y el Entendimiento con el FMI fueron aprobados por ambas Cámaras del Congreso Nacional y por el Directorio del FMI.

Asimismo, en marzo de 2023, continuando con la reestructuración de la deuda del Estado Nacional, el Ministerio de Economía anunció un nuevo canje de bonos y letras del Tesoro con vencimientos en el corto plazo denominados en pesos, el cual obtuvo una adhesión del 64%. Mediante los Decretos N° 163/2023 y 164/2023 se instrumentó la reestructuración de ciertas letras y bonos del Tesoro denominadas en dólares estadounidenses cuya tenencia estaba en manos de organismos públicos, proceso que implicó el canje de determinados títulos por nuevos bonos


Luis Villarreal
Subdelegado

denominados en pesos y la venta o subasta en el mercado de otros títulos, conforme fue dispuesto por los mencionados decretos.

El 9 de junio de 2023, se concretó la renovación del swap de monedas entre China y Argentina y se acordó una ampliación paulatina que llegará a US\$10.000 millones. El 28 de julio de 2023, la Corporación Andina de Fomento (“CAF”) aprobó un crédito puente a la Argentina por la suma de US\$1.000 millones a fin de cubrir la deuda hasta que el directorio del FMI aprobara el refinanciamiento del programa. El 4 de agosto de 2023 el gobierno anunció que Qatar otorgó un préstamo a Argentina en derechos especiales de giro por el equivalente a US\$770 millones. El 23 de agosto de 2023, Argentina obtuvo la aprobación de la quinta y sexta revisión del acuerdo firmado con el FMI para que se efectúe un desembolso por US\$7.500 millones. La nueva administración concretó el primer pago al FMI que debía afrontar desde que asumió el presidente Javier Milei por US\$960 millones a través de un préstamo otorgado por el Banco de Desarrollo de América Latina, aunque el nuevo ministro de economía, Luis Caputo, anunció que tiene intenciones de renegociar los términos del acuerdo con el FMI.

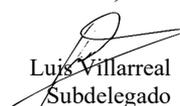
Si bien estos procesos de reestructuración y reperfilamiento han sido exitosos, no puede asegurarse que Argentina estará en condiciones de cumplir con los compromisos asumidos con sus acreedores en el marco de dichos procesos. Tampoco es posible asegurar cuál será la política exterior del nuevo gobierno encabezado por Javier Milei, ni las relaciones que mantendrá con los acreedores e inversores extranjeros del Estado Nacional. Adicionalmente, la compleja coyuntura internacional imperante a la fecha de este Prospecto, la sequía que ha afectado severamente los cultivos y la cosecha del sector agropecuario, entre otros factores, generan un escenario de incertidumbre respecto a la habilidad de Argentina para obtener las divisas necesarias para recomponer sus reservas y afrontar sus compromisos con sus acreedores. En el supuesto que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con dicho organismo y, en consecuencia, su situación financiera y económica podría verse adversamente afectadas.

Para más información sobre la reestructuración de la deuda externa, véase “*La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a la reestructuración de la deuda externa, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora*” en esta Sección.

La caída de las reservas internacionales depositadas en el Banco Central podría afectar adversamente la economía argentina y, como resultado, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La cantidad de reservas internacionales que tiene disponible el Banco Central es una cuestión fundamental, debido a que es lo que garantiza el normal funcionamiento de la economía local y permite afrontar una crisis o sobresalto en los mercados. Las Reservas Internacionales del Banco Central finalizaron al 30 de noviembre de 2023 con un saldo de US\$21.513 millones, registrando una disminución de US\$1.046 millones respecto a fines de octubre. Esta caída estuvo explicada principalmente por el pago al FMI por el equivalente de unos US\$6.500 millones, entre otros factores.

Si bien la implementación del llamado “dólar soja” en septiembre de 2022 y entre septiembre y octubre de 2023, mediante el cual se creó un nuevo tipo de cambio más competitivo para las exportaciones de oleaginosas y sus derivados, generó un importante ingreso de dólares en las reservas internacionales del Banco Central, dichas reservas continúan en un estado crítico. La nueva administración nacional dispuso una devaluación del dólar oficial en un 118% y un cambio de política monetaria, que permitió al BCRA aumentar las reservas a US\$28.395 millones a la fecha de este Prospecto (que habían caído a US\$21.017 antes de la asunción de Javier Milei).


Luis Villarreal
Subdelegado

Una mayor volatilidad o depreciación del peso, la implementación de un esquema de “libre competencia de monedas” o de dolarización de la economía argentina, o la reducción de las reservas del Banco Central, podrían afectar negativamente a la economía argentina, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en las condiciones financieras y en los resultados de las operaciones de la Emisora. Aunque una de las reformas anunciadas durante campaña del presidente electo Javier Milei es el cierre del Banco Central como institución, no es posible predecir cuál será el impacto de las medidas que adopte la nueva administración sobre las Reservas Internacionales del Estado Nacional.

Otra pandemia o un rebrote del COVID-19 podría afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, la condición financiera y los resultados de la Emisora.

A la fecha de este Prospecto, han disminuido significativamente los índices de mortalidad del Covid-19 y la demanda de cuidados intensivos. Consecuentemente, el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones flexibilizaron y liberaron las restricciones y medidas sanitarias impuestas durante los años 2020 y 2021. Entre otras, se eliminó la obligación de distanciamiento social de dos metros. Si bien las medidas adoptadas por el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones para hacer frente a la pandemia han afectado severamente a varios sectores de la industria, la Emisora ha podido mantener niveles de actividad sostenibles para su situación financiera y resultados. En este sentido, a partir de 2022 la Emisora logró retomar niveles de actividad similares a los pre-pandémicos y dicha tendencia se ha mantenido a la fecha de este Prospecto.

No obstante lo expuesto, la Emisora no puede asegurar que una nueva pandemia o nuevos brotes o cepas de la pandemia del COVID 19, así como las medidas para contrarrestarla que adopten el Estado Nacional y las distintas jurisdicciones en las que la Emisora opera, no afectarán adversamente su negocio, condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

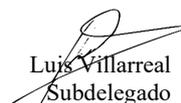
La economía argentina es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, con períodos de bajo o nulo crecimiento y de contracción, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable, el nivel de empleo y las circunstancias políticas de los socios regionales de Argentina. A la fecha de este Prospecto, la economía argentina continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del Estado Nacional por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria.

La Emisora no puede garantizar que una caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado no tendrán un efecto adverso sobre sus negocios, su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

El resultado de la Revisión Tarifaria que se ordenó efectuar para dejar atrás los efectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública denominada “Ley de Solidaridad” declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa,


Luis Villarreal
Subdelegado

previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional amplias facultades para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y reordenar los entes reguladores del sistema energético, entre otras.

En dicho marco, se estableció la suspensión del aumento en las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas por un plazo de 180 días, que fue sucesivamente prorrogada hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la renegociación de los últimos acuerdos de Revisión Tarifaria Integral entonces vigentes para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso correspondiese.

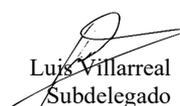
Con fecha 17 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 (y sus modificatorias y complementarias) que dispuso dar inicio al proceso de renegociación de tales acuerdos de Revisión Tarifaria Integral, encomendando su ejecución al ENARGAS y al ENRE, en un período no mayor a dos años, el cual fue luego extendido a tres años mediante el Decreto N° 815/2022, y facultándose a dichos organismo para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional.

Sin perjuicio de los objetivos trazados por la normativa referida precedentemente y la celebración de ciertos acuerdos transitorios que hicieron posible un reajuste tardío y parcial de los precios y tarifas, lo cierto es que al vencer el plazo estipulado para que se concretase la renegociación tarifaria ordenada en diciembre de 2023, dicho proceso no había registrado avances concretos, al punto tal que no se alcanzó ningún acuerdo con las licenciatarias y concesionarias de los servicios públicos alcanzados.

En ese contexto, el día 18 de diciembre de 2023, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 que declaró la emergencia del Sector Energético Nacional hasta el 31 de diciembre de 2024 en lo que respecta a: (i) la generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal; y (ii) el transporte y distribución de gas natural. A diferencia de lo previsto en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y la orientación en materia energética del gobierno que la sancionó, el objetivo que se expresa para el nuevo proceso es la regularización del funcionamiento de los servicios bajo la vigencia plena de los marcos regulatorios aplicables, incluyendo, en particular, el restablecimiento de mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso que permitan mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión.

Con ese objetivo se dispuso el inicio del proceso tendiente a una nueva revisión tarifaria integral, conforme lo previsto en el artículo 43 de la ley 24.065 y en el artículo 42 de la Ley N° 24.076, previéndose que los cuadros tarifarios resultantes deberán entrar en vigencia, como máximo, el 31 de diciembre de 2024. Al propio tiempo se dispuso, una vez más, la intervención del ENRE y el ENARGAS, facultándose a los interventores de los respectivos entes, para conducir dichos procesos.

Aun cuando los objetivos delineados por el Decreto N° 55/2023 van en sintonía con la generación de condiciones propicias para el desarrollo de los negocios de conformidad con las reglas fijadas en los marcos regulatorios, no podemos descartar que ante la necesidad de corregir los desequilibrios macroeconómicos que afronta el país, el Gobierno adopte, durante el transcurso del proceso de negociación de la revisión tarifaria integral, medidas que afecten adversamente las expectativas y los resultados esperados por la Emisora – como ya ha sucedido, por ejemplo, con la sanción de la Resolución N° 58/2024 de la Secretaría de Energía y sus modificatorias, que diseñó un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones


Luis Villarreal
Subdelegado

económicas del Mercado Eléctrico Mayorista de diciembre 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 mediante la entrega de títulos públicos a su valor nominal.

Al mismo tiempo, el Decreto N° 55/2023 encomendó a la Secretaría de Energía y a los entes reguladores instrumentar un régimen de transición en materia tarifaria durante el año 2024. La Secretaría de Energía dispuso, mediante la Resolución N° 41/2024, un sendero de ajuste de los precios aplicables al gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte y el ENARGAS aprobó, mediante las Resoluciones N° 112/24 a 123/24 de fecha 27 de marzo de 2024, los cuadros tarifarios aplicables que, incluyeron la recomposición gradual de los ingresos propios de las licenciatarias de transporte y distribución de gas natural y una fórmula para su reajuste mensual aplicable durante dicha transición.

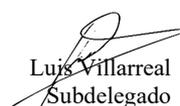
Sin perjuicio de lo expuesto, no podemos descartar que las necesidades coyunturales derivadas de la política de lucha contra la inflación que lleva adelante la gestión actual, el descontento social creciente que pueda generarse a raíz del incremento sustancial de los precios y tarifas y la eventual intervención del Poder Judicial sobre la materia como producto de acciones judiciales promovidas por usuarios individuales o por asociaciones de consumidores afecten adversamente el desarrollo del proceso de reajuste de tales precios y tarifas, tal como sucedió, por ejemplo, con la decisión de no aplicar los incrementos tarifarios previstos para el mes de mayo de 2024, prorrogando su efecto por un mes, comunicada inicialmente mediante una simple nota y ratificada luego por la Resolución N° 224/2024 del ENARGAS. Dicha eventual afectación del proceso de reajuste podría generar, a su vez, que los ingresos que perciban las empresas reguladas, incluyendo TGN, no se actualicen en la medida que podría ser requerida para compensar el alza de sus costos de operación.

No es posible prever que estas medidas o nuevas que podrían ser adoptadas por la actual administración a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán los negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

El Estado Nacional implementó ciertas medidas con la intención de resolver crisis del sector energético, pero aún se desconoce cuál será el resultado de dichas medidas y si se mantendrán en el tiempo.

Las políticas económicas desde la crisis de 2001-2002 tuvieron un efecto adverso sobre el sector energético de la Argentina. La omisión de revertir el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural impuesto durante la crisis económica de 2001-2002 creó un desincentivo para las inversiones en el sector energético. En lugar de ello, el Estado Nacional trató de incentivar las inversiones subsidiando el consumo de energía. Esta política demostró ser ineficaz y operó como un desincentivo adicional para las inversiones en el sector energético y trajo aparejado el estancamiento de la producción de petróleo y gas y la generación, transmisión y distribución de electricidad mientras el consumo continuaba creciendo. Para abordar la escasez de energía que comenzó en 2011, el Estado Nacional aumentó las importaciones de energía, con implicancias adversas en la balanza comercial y las reservas internacionales del Banco Central.

En respuesta a la creciente crisis energética, la administración del presidente Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que permaneció vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitía al Estado Nacional adoptar medidas diseñadas para estabilizar el suministro de electricidad en el país, tales como impartir instrucciones al MEyM para diseñar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un plan coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema


Luis Villarreal
Subdelegado

eléctrico. Asimismo, en dicho período el Estado Nacional eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó importantes ajustes a las tarifas de electricidad para reflejar los costos de generación.

Como consecuencia de ello, los precios promedio de la electricidad aumentaron. Al corregir las tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir el rol del Estado Nacional como participante activo del mercado, la administración anterior se propuso corregir las distorsiones en el sector energético y estimular las inversiones. No obstante, algunas iniciativas de la administración saliente fueron objetadas por los tribunales argentinos y resultaron en medidas cautelares o fallos que limitaron sus iniciativas, lo cual provocó retrasos en la recomposición de las tarifas.

Eventualmente, la crisis financiera generada por el abrupto corte de financiación externa sufrido por el país en 2018 provocó que el proceso de recomposición tarifario y convergencia hacia precios de mercado en materia de hidrocarburos se interrumpiera.

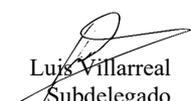
La siguiente administración, del presidente Fernández, también declaró la emergencia energética a poco de asumir el mando, intervino los entes reguladores, ENARGAS y ENRE, y dispuso la realización de proceso de revisión integral tarifaria dentro de un plazo perentorio. Sin embargo, dicha revisión y la consecuente determinación de nuevas tarifas de conformidad con los principios establecidos en los marcos regulatorios de las leyes 24.065 y 24.076, nunca se cumplieron. A lo largo del mandato del presidente Fernández se aprobaron ciertos aumentos transitorios de tarifas, los cuales mitigaron parcialmente el atraso de los cuadros tarifarios. Asimismo, se implementaron regímenes promocionales para la producción de gas natural (el Plan GasAr ya comentado en este prospecto) y dos regímenes destinados a otorgar beneficios para los beneficiarios que registren producción incremental de petróleo (denominado RADPIP) y gas natural (denominado RADPIGN). Para mayor información, ver “*Las operaciones de la Emisora están sujetas a extensas regulaciones*” en este Capítulo.

Asimismo, conforme los compromisos asumidos por el Estado Nacional en el marco del Nuevo Préstamo del FMI, se prevé reducir los subsidios a la energía de manera progresiva, a fin de mejorar la composición del gasto público. En dicho sentido, durante 2022 y 2023 el Estado Nacional dispuso la implementación de nuevos aumentos en función de un régimen de segmentación de las tarifas. Al respecto, véase Ver “*Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” en este Prospecto.

A poco de asumir el gobierno, la actual administración decretó una nueva emergencia en materia energética y mantuvo la intervención de los entes reguladores, ENARGAS y ENRE, y estableció como objetivo para el sector, la actualización de tarifas de transporte y distribución de gas natural y electricidad, a fin de que estas reflejen plenamente los costos involucrados y reducir rápidamente, hasta su eliminación, los subsidios estatales para el consumo prioritario y para la generación de electricidad. Asimismo, se ordenó completar la revisión tarifaria integral durante este año 2024.

En línea con lo dicho anteriormente, el gobierno ha manifestado su voluntad de dejar de inyectar fondos a CAMMESA para que esta abone parte del costo de la generación eléctrica y discontinuar el rol de dicha sociedad como intermediario en la compra y venta de gas para generación de energía eléctrica, de modo tal que, una vez completado este proceso, las compañías generadoras adquieran el gas directamente de los productores, a su precio de mercado, el cual, a su vez, deberá estar contemplado en las tarifas que se cobren a los usuarios. Ello, sin perjuicio de respetar los contratos de suministro de gas natural celebrados bajo el Plan GasAr.

En el sector de los combustibles, la actual administración tiene la intención de dejar de utilizar a YPF, quien ostenta el mayor *market share* en el mercado de los combustibles, para el control indirecto de los precios. Así es como, desde diciembre pasado a la fecha YPF y junto con ella, las otras empresas de *downstream*, han recompuesto fuertemente sus precios, los cuales se


Luis Villarreal
Subdelegado

encontraban notablemente atrasados en comparación con la evolución de la tasa de inflación y de la cotización del dólar estadounidense.

En materia legislativa, el gobierno busca que el Congreso Nacional sancione una ley, cuyo proyecto es conocido como “Ley de Bases”, la cual, entre otras cuestiones, desregula fuertemente el sector hidrocarburífero, prescribiendo la libertad de los productores para exportar y flexibilizando el alcance del principio sentado en el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos (según el cual la producción de hidrocarburos debe destinarse prioritariamente al suministro del mercado interno), el cual, bajo el nuevo esquema propuesto, podría ser satisfecho de cualquier manera, es decir, producción local o importaciones, puesto que no habría diferencias sustanciales de precios para las ventas domésticas y el producto importado.

A la fecha de este Prospecto, existe cierta incertidumbre respecto de la efectividad de las políticas de la actual administración en el sector de energía y la industria hidrocarburífera, atento al carácter cíclico de dichas políticas en la última década, durante la cual se pasó de un esquema intervencionista a uno desregulador, y de este último a uno intervencionista nuevamente y, finalmente, al actual esquema desregulador, el cual se encuentra transitando sus primeras etapas. En consecuencia, la Emisora no puede garantizar que las medidas a ser adoptadas por la administración actual puedan consolidarse y que, de no hacerlo, se genere un efecto adverso a los negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, con períodos de bajo o nulo crecimiento y de contracción, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable, el nivel de empleo y las circunstancias políticas de los socios regionales de Argentina. A la fecha de este Prospecto, la economía argentina continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del Estado Nacional por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria.

La economía argentina se contrajo desde el 2018 hasta el 2023, y continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos de la administración pasada y la actual por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- i. La inflación continúa siendo muy alta, y se espera que continúe en niveles similares o incluso mayores en el futuro, habiendo alcanzado un 211,4% anual en 2023, 94,8% anual en 2022, 50,9% en 2021, 36,1% en 2020, 53,8% en 2019 y un 47,6% en 2018. Para mayor información, ver “*La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Capítulo;
- ii. El rendimiento del PBI depende en gran medida de la volatilidad de los precios de los *commodities*, que exceden el control del Estado Nacional y del sector privado. A la fecha de este Prospecto, como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, los precios de los *commodities* y la volatilidad de los precios de los *commodities* se ha incrementado sustancialmente. Para mayor información, ver “*Una caída de los precios internacionales de los principales commodities de Argentina podría tener un efecto adverso sobre el crecimiento de la economía argentina*” en este Capítulo;
- iii. La deuda pública argentina continúa representando un porcentaje elevado del PBI;
- iv. El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando un déficit fiscal sustancial;


Luis Villarreal
Subdelegado

- v. La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja para sostener la tasa de crecimiento de la última década;
- vi. Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- vii. El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo; y
- viii. El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados.

En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, la demanda de divisas creció, por lo que el gobierno introdujo controles de cambio a los efectos de frenar la fuga de capitales. Ver *“Información Adicional – Controles de Cambio” en este Prospecto*.

Los desequilibrios fiscales de Argentina, su dependencia del ingreso de divisas extranjeras para cubrir su déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de la economía de absorber y adaptarse a factores externos han contribuido al agravamiento de la crisis actual.

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar adversamente afectada si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del Estado Nacional de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el Estado Nacional diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora no puede garantizar que una caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el Estado Nacional para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado (todos ellos sucesos que exceden nuestro control) no tendría un efecto adverso sobre sus negocios, su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora.

El peso ha sufrido, y continúa sufriendo, importantes devaluaciones frente al dólar estadounidense durante los últimos meses y podría encontrarse sujeto a fluctuaciones en el futuro. A pesar de los efectos positivos de la devaluación del peso sobre la competitividad de algunos sectores de la economía argentina, ésta puede tener efectos negativos de alto alcance sobre la economía argentina y la situación financiera de empresas y particulares.

La incertidumbre cambiaria se intensificó durante el escenario electoral. Luego de las elecciones primarias de agosto 2023, se produjo una depreciación del peso frente al dólar estadounidense del 20%. Entre sus primeras medidas, la nueva administración implementó una devaluación del peso frente al dólar de alrededor del 118% aproximadamente (de \$366 por US\$1 a \$800 por US\$1) con el objetivo de reducir la significativa brecha entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito aplicable a las operaciones de contado con liquidación (el mecanismo alternativo de salida de divisas al exterior) que al momento de la asunción de la nueva administración rondaba el 157,6% y se redujo al 50% al 31 de enero de 2024.

Al 31 de diciembre de 2023, la cotización del peso respecto al dólar estadounidense fue de \$808,45, según la cotización del tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina, mientras que al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la cotización del peso respecto al dólar estadounidense fue de \$177,16 y \$102,72, respectivamente, según la cotización del tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina. Si el peso continúa


Luis Villarreal
Subdelegado

depreciándose, podrían resurgir todos los efectos negativos sobre la economía argentina relacionados con dicha depreciación, lo que podría tener un efecto material adverso sobre nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones debido a nuestros compromisos financieros en dólares estadounidenses.

Un aumento significativo en el valor del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso afectaría adversamente las exportaciones, lo que podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento del PBI y el empleo, así como reducir los ingresos del sector público argentino al reducirse la recaudación de impuestos en términos reales, dada su alta dependencia de los impuestos y las exportaciones.

Una parte significativa de las obligaciones financieras y de los ingresos de la Emisora se encuentra denominada en dólares estadounidenses, mientras que sus costos y gastos operativos están sustancialmente denominados en pesos. Dicha situación compensa el impacto que la devaluación del peso podría tener en la situación financiera y los resultados de la Emisora. Adicionalmente, durante el 2023 la Emisora logró cerrar contratos industriales a plazo en el segmento industrial garantizando demanda a plazo preparándose para escenarios futuros con sobreoferta de gas a nivel nacional. Adicionalmente en el contexto del Plan Gas AR Ronda 5.2, CGC firmó un contrato a plazo a precio récord por la producción incremental producida.

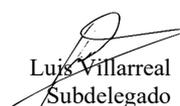
No obstante lo expuesto, los efectos negativos que una devaluación significativa podría tener en la economía argentina podrían generar un impacto adverso en los resultados y la situación financiera de la Emisora.

Dada la situación económica y política de Argentina, la Emisora no puede asegurar si el peso se apreciará o depreciará con respecto al dólar estadounidense, el euro u otra divisa, ni en qué medida. La Emisora tampoco puede predecir de qué forma estas condiciones pueden impactar en su negocio. Asimismo, la Emisora no puede predecir si el gobierno modificará en el futuro su política económica, monetaria, fiscal o cambiaria. Si cualquiera de estos cambios tuviera lugar, la Emisora no puede anticipar cual sería el impacto en el tipo de cambio, ni tampoco cómo afectará dicha circunstancia a su situación financiera y resultados. Tampoco puede predecir cómo dichos cambios podrían afectar su habilidad de efectuar transferencias al exterior para el pago de las Obligaciones Negociables que se emitan en este marco. Ver *“La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”* en esta Sección.

Los actuales controles de cambio argentinos y la implantación de nuevos controles de cambio podrían afectar negativamente a los resultados de explotación de la Emisora.

La administración anterior y el Banco Central han aplicado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de empresas y particulares para acceder al mercado libre de cambios (“MLC”). Dichas medidas incluyen, entre otras: (i) restricción del acceso al MLC para la compra o transferencia de divisas al exterior para cualquier fin, incluido el pago de dividendos a accionistas no residentes; (ii) restricciones a la adquisición de cualquier divisa extranjera para mantenerla como efectivo en Argentina; (iii) exigencia a los exportadores de repatriar y liquidar en pesos, en el mercado local de cambios, todo el producto de sus exportaciones de bienes y servicios; (iv) limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina; y (v) restricciones al pago de importaciones de bienes y servicios; y (vi) la implementación de impuestos sobre ciertas transacciones que involucran la adquisición de moneda extranjera.

Aunque la nueva administración manifestó su intención de desregular la economía y permitir el libre flujo de divisas, siguen vigentes los controles cambiarios sobre la entrada y salida de fondos en moneda extranjera, debido al bajo nivel de reservas del BCRA. En línea con las


Luis Villarreal
Subdelegado

restricciones vigentes durante la administración anterior, las nuevas regulaciones del BCRA establecieron limitaciones al flujo de entrada y salida de divisas del mercado de cambios, con el propósito de estabilizar la economía argentina.

A la fecha de este Prospecto, sujeto a ciertos requisitos, la reglamentación del Banco Central otorga acceso al MLC para el repago de capital o intereses (al vencimiento) del endeudamiento financiero externo así como de nueva deuda comercial correspondiente a importaciones de bienes y servicios contraída a partir del 13 de diciembre de 2023, siempre que los pagos anticipados estén sujetos a la autorización previa del Banco Central, salvo ciertas excepciones. A su vez, el stock de deuda comercial correspondiente a importaciones de bienes y servicios está sujeto a la autorización previa del Banco Central, salvo determinadas excepciones. En este orden de ideas, el Banco Central diseñó un esquema de emisión de bonos en dólares (“BOPREAL”) con la intención de regularizar el importante nivel de deuda comercial pendiente de pago por parte de los importadores argentinos (que al 24 de enero de 2024, fecha de corte del padrón confeccionado por el BCRA a estos efectos, ascendía a US\$42.600 millones).

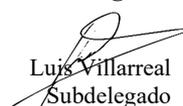
Entre los meses de enero y febrero de 2024, el BCRA completó las licitaciones de la Serie 1, completando el monto máximo disponible para esta serie de US\$5.000 millones y para la cual la Emisora suscribió un valor nominal de US\$1.083.470, y de la Serie 2 de BOPREAL, completando el monto máximo disponible para esta serie de US\$2.000 millones. Actualmente, el BCRA está próximo a concluir el proceso de licitación de la Serie 3 por un monto máximo de hasta US\$3.000 millones.

Asimismo, el Banco Central emitió normas que permiten a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMes) que registren deuda comercial vigente por un monto menor o igual a US\$500.000 acceder a la MLC para cancelar sus deudas con proveedores del exterior de acuerdo a un cronograma de acceso a la MLC sujeto a ciertos topes y montos máximos. El Banco Central también estableció que las MiPyMes tendrán prioridad para suscribir el BOPREAL Serie 2.

No puede garantizarse que el Banco Central u otros organismos gubernamentales no aumenten o disminuyan dichos controles o restricciones, no introduzcan modificaciones a estas regulaciones, no impongan planes obligatorios de refinanciación relacionados con la deuda pagadera en moneda extranjera de la Emisora, (como se estableció en el pasado), no establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, ni mantengan el régimen cambiario actual o creen múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos divisas para atender el servicio de nuestras obligaciones pendientes denominadas en divisas distintas del peso, todo lo cual podría afectar a nuestra capacidad para cumplir nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, reunir capital, refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, obtener financiación, ejecutar nuestros planes de gastos de capital y/o socavar nuestra capacidad para pagar dividendos a los accionistas extranjeros. En consecuencia, estos controles y restricciones de cambio podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestras actividades, situación financiera y resultados de explotación.

La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

A lo largo de los años, la inflación ha perjudicado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de establecer las condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, evidenciadas por un aumento significativo en los precios del combustible, la energía y los alimentos, entre otros productos. Según la información pública más reciente disponible, el índice de inflación fue del 50,9% para el 2021, del 94,8% para el 2022, y 211,4% en 2023. Ver “*A partir del 1° de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada*


Luis Villarreal
Subdelegado

a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto” en esta Sección.

A lo largo de la historia, el gobierno argentino implementó programas para atenuar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esencial, incluido el congelamiento de precios de ciertos productos de consumo masivo y acuerdos de precios entre el gobierno argentino y las empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, así como ajustes a las tarifas de electricidad y gas y al precio de los combustibles.

En este sentido, la administración saliente adoptó diversas medidas tendientes a desacelerar la inflación y controlar la devaluación del peso contra el dólar estadounidense. Estas medidas incluyeron, entre otras: (i) el dictado de restricciones cambiarias, (ii) el establecimiento de impuestos a ciertas operaciones de compra de divisa extranjera (impuesto PAIS), (iii) el inicio de negociaciones con acreedores para reestructurar la deuda externa argentina, y (iv) el congelamiento de precios de cientos de productos. No obstante, la economía argentina continuó con altos niveles de inflación.

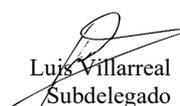
Por su parte, la nueva administración ha eliminado los controles de precios implementados por la administración saliente, a fin de que los precios de la economía se ajusten por el libre juego de la oferta y la demanda. Sin embargo, ciertos precios, como las tarifas de transporte y de servicios públicos, serán objeto de una desregulación progresiva, con el fin de prevenir el descontento social y el cuestionamiento que dichas medidas podrían tener por un amplio sector de la sociedad.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no puede predecir si las medidas anunciadas por la nueva administración lograrán reducir los altos índices de inflación. Un escenario de alta inflación podría afectar la competitividad de Argentina a nivel internacional, devaluando el peso y ocasionando un impacto negativo sobre el nivel de actividad económica. Asimismo, podría aumentar el nivel de desempleo y debilitar la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de crédito a nivel nacional e internacional para las empresas. A su vez, una parte de la deuda argentina se ajusta a través del Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario cuyo cálculo se encuentra sustancialmente ligado a la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo en la inflación produciría un aumento en la deuda externa pública y, en consecuencia, en las obligaciones financieras del país, lo que podría agravar la presión sobre la economía argentina. Un elevado grado de incertidumbre e inestabilidad en términos de inflación podrían llevar a acortar los plazos contractuales y afectaría la toma de decisiones.

Los índices de inflación podrían continuar aumentando en un futuro y generar incertidumbre respecto de los efectos que podrían tener las medidas adoptadas por el actual Estado Nacional, o por las que sean adoptadas en el futuro para controlar la inflación, afectando significativamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

A partir del 1º de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto.

La Norma Internacional de Contabilidad (la “NIC 29”) requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean reexpresados a fin de reflejar los efectos de la variación de un índice general de precios adecuado. La NIC 29 no prescribe cuándo se está en presencia de un escenario de hiperinflación, pero incluye diversas características para tomar como referencia. Tampoco identifica jurisdicciones de


Luis Villarreal
Subdelegado

hiperinflación específicas. Sin embargo, en junio de 2018 la *International Practices Task Force of the Centre for Quality* (Fuerza de Tareas de Prácticas Contables Internacionales del Centro de Calidad en Auditoría) (“IPTF”), una entidad que monitorea a los “países altamente inflacionarios”, categorizó a la Argentina como un país con una tasa de inflación acumulada a tres años superior al 100%. También se encontraban presentes algunos de los demás factores cualitativos de la NIC 29. Por lo tanto, las sociedades argentinas que utilizan las Normas de Contabilidad NIIF, y que tengan definido al Peso como su moneda funcional, están obligadas a aplicar la NIC 29 a sus estados financieros por períodos que finalicen a partir del 1° de julio de 2018.

Los ajustes por inflación, inclusive la indexación en materia fiscal, como los requeridos por la NIC 29, se encontraban prohibidos por Ley N° 23.928. Adicionalmente, el Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional instruía a los entes reguladores, como los Registros Públicos de Comercio, la Inspección General de Justicia de la Ciudad de Buenos Aires y la CNV a que acepten únicamente estados financieros que cumplieran con lo establecido por la Ley N° 23.928. No obstante, el 4 de diciembre de 2018, la Ley N° 27.468 anuló el Decreto 664 y reformó la Ley N° 23.928 disponiendo que ya no regía la prohibición de indexación de los estados financieros. Algunos entes reguladores como la CNV y la IGJ han requerido que los estados financieros a ser presentados ante tales organismos por períodos finalizados a partir del 31 de diciembre de 2018, sean reexpresados para reflejar la inflación siguiendo los lineamientos de la NIC 29. Sin embargo, a los efectos de determinar la indexación a los fines impositivos, la Ley N° 27.468 reemplazó el IPM con el IPC y modificó los estándares que deben estar presentes para que se desencadene el procedimiento de indexación fiscal.

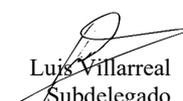
Durante los primeros tres años a partir del 1° de enero de 2018, se aplicará la indexación a efectos impositivos cuando la variación del IPC supere el 55% en 2018, 30% en 2019 y 15% en 2020. La indexación fiscal determinada durante cualquiera de dichos ejercicios se computó en cuotas de acuerdo con lo establecido por el Fisco.

A partir del 1° de enero de 2021, el procedimiento de indexación fiscal se aplica de acuerdo con estándares similares a los fijados por la NIC 29 y por el monto total que surja para cada período fiscal.

En atención a lo expuesto, los estados financieros que se exponen en este Prospecto fueron confeccionados de acuerdo con la NIC 29, y por ende expresados en unidad de moneda constante. La aplicación de la NIC 29 afecta significativamente la comparabilidad de la información financiera expuesta en este Prospecto, razón por la cual el análisis e interpretación debe llevarse a cabo teniendo en cuenta las distintas monedas aplicadas para la exposición de los estados financieros correspondientes. Ver “*Antecedentes Financieros – Información contable y financiera*” de este Prospecto.

La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a la reestructuración de la deuda externa e interna del Estado Nacional, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora.

En junio de 2018, el Estado Nacional y el FMI anunciaron el acuerdo mediante el cual el FMI otorgó un préstamo standby a la Argentina por un monto inicial de hasta US\$50.000 millones por un plazo de hasta tres años, sujeto al cumplimiento por parte del Estado Nacional de las revisiones trimestrales del FMI, en las que se debería verificar el mantenimiento de ciertos compromisos y metas fiscales, cambiarias y económicas (el “**Acuerdo Standby**”). En virtud del Acuerdo Standby, hasta julio de 2019 el FMI realizó cinco desembolsos por un monto total de US\$44.100 millones.


Luis Villarreal
Subdelegado

Como consecuencia de la crisis económica y política en Argentina, el FMI anunció la suspensión temporal del desembolso que estaría disponible a partir del 15 de septiembre de 2019. En respuesta a la falta de dicho desembolso y la mencionada crisis, durante la segunda mitad de 2019 el Poder Ejecutivo Nacional dispuso ciertas medidas en relación con su deuda externa e interna que, entre otras, incluyeron: (i) mediante el Decreto N° 596/2019, la extensión del vencimiento y el cambio de la amortización a cuotas de determinados bonos nacionales de corto plazo, bajo ciertas condiciones y con excepciones; (ii) el envío de un proyecto de ley al Congreso Nacional para la extensión del plazo de vencimiento de otros bonos nacionales, sin quita alguna en el capital o interés; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento en bonos extranjeros; y (iv) a través del Decreto N° 49/2019, la postergación en su totalidad hasta el 31 de agosto de 2020 de las obligaciones de pago de amortizaciones correspondientes a ciertas Letras del Tesoro denominadas en Dólares Estadounidenses, y la postergación del pago de la amortización correspondiente a los bonos de Argentina bajo ley local en moneda dual con vencimiento en 2020 en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo el devengamiento de intereses.

Con fecha 12 de febrero de 2020, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se delegó y autorizó al Poder Ejecutivo Nacional la posibilidad de efectuar operaciones tendientes a otorgar sustentabilidad a la deuda emitida bajo legislación extranjera, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional los medios necesarios para la consecución de ello. En dicho sentido, mediante el Decreto N° 346/2020 de fecha 5 de abril de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Economía.

Adicionalmente, con fecha 8 de agosto el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 27.556 para la Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Instrumentada en Títulos Emitidos Bajo la Ley de la República Argentina, mediante la cual se dispuso, entre diversas cuestiones, el canje de ciertos bonos (denominados en Dólares Estadounidenses y emitidos bajo legislación argentina) por nuevos instrumentos de acuerdo a determinadas condiciones y montos. En dicho sentido, a través de la Resolución N° 381/2020, el 18 de agosto de 2020 el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de canje, cuya fecha de adhesión temprana finalizaría el 4 de septiembre de 2020. A la fecha de finalización del período de adhesión temprana, el Estado Nacional informó que dicha oferta obtuvo una aceptación equivalente al 98,80% del monto total de capital pendiente de todos los títulos elegibles. Los tenedores de aquellos títulos que resulten elegibles que no adhirieron a la invitación a canjear continuarán con sus pagos diferidos hasta el 31 de diciembre de 2021.

Paralelamente, con fecha 4 de agosto de 2020, el Estado Nacional informó haber llegado a un acuerdo con cierto grupo de acreedores para la reestructuración de la deuda emitida y denominada bajo legislación y moneda extranjera. El 28 de agosto de 2020 cerró el período para manifestar el consentimiento a la referida oferta de canje con un 93,55% de aceptación, lo que permitió finalmente realizar el canje de aproximadamente el 99% de los bonos bajo ley extranjera a ser reestructurados.

Con fecha 3 de marzo de 2021 entró en vigencia la Ley N° 27.612 de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública que estableció que la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional de cada ejercicio deberá prever un porcentaje máximo para la emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras respecto del monto total de las emisiones de títulos públicos autorizadas para ese ejercicio. Asimismo, dicha ley dispuso que toda emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras que supere dicho porcentaje y todo programa de financiamiento u


Luis Villarreal
Subdelegado

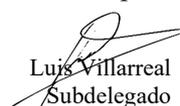
operación de crédito público realizados con el FMI, así como también cualquier ampliación de los montos de esos programas u operaciones, requerirá de una ley del Congreso de la Nación que lo apruebe expresamente, y no podrán tener como destino el financiamiento de gastos primarios corrientes, a excepción de los gastos extraordinarios previstos en el artículo 39 de la Ley N° 24.156 de Administración Financiera.

En enero y marzo de 2022, el Estado Nacional anunció haber llegado a dos acuerdos con el FMI para (i) refinanciar el Acuerdo Standby (el “**Entendimiento con el FMI**”), que comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales asumidas por el Estado Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previendo una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024); y (ii) el otorgamiento de un nuevo préstamo (el “Nuevo Préstamo del FMI”) bajo el cual se desembolsarán US\$45.000 millones, fondos que serán destinados a realizar los pagos pendientes bajo el Acuerdo Standby y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2034. Los desembolsos a realizarse bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas. El Nuevo Préstamo del FMI y el Entendimiento con el FMI fueron aprobados por el Congreso Nacional mediante la Ley N° 27.668 y por el Directorio del FMI. En el supuesto que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podría verse adversamente afectadas.

En octubre de 2022, el Estado Nacional anunció haber completado el proceso de reestructuración de la deuda contraída con el Club de París, previendo una quita de intereses punitivos, una reducción de tasa promedio y un nuevo esquema de pagos semestrales por un lapso de 6 años, para cancelar definitivamente el saldo de deuda en septiembre de 2028. El acuerdo alcanzado en 2014 para reestructurar la deuda histórica con dicho grupo de acreedores (cuyos pagos se encontraban incumplidos desde diciembre de 2001) preveía un esquema de pagos que finalizaría en mayo de 2019, pero durante ese período el Estado Nacional únicamente realizó pagos parciales, hasta que en 2019 se interrumpieron por completo. Como resultado de ello, del acuerdo suscripto en 2014 quedó un saldo remanente del capital original, que a partir de mayo de 2019 comenzó a devengar una tasa de interés del 9,00% anual. En 2021, el Estado Nacional inició las negociaciones con el Club de París para refinanciar su deuda, y se realizaron pagos en julio de 2021 y febrero de 2022 por aproximadamente US\$400 millones, que culminaron en el mencionado acuerdo de octubre de 2022.

Por otra parte, entre agosto y noviembre de 2022, el Ministerio de Economía cerró diversas rondas de canjes de bonos y letras del Tesoro sujetos a legislación argentina y con vencimientos en el corto plazo, principalmente denominados en pesos. En marzo de 2023, continuando con la reestructuración de la deuda del Estado Nacional, el Ministerio de Economía anunció un nuevo canje de bonos y letras del Tesoro con vencimientos en el corto plazo denominados en pesos, el cual obtuvo una adhesión del 64%. Asimismo, mediante los Decretos N° 163/2023 y 164/2023 se instrumentó la reestructuración de ciertas letras y bonos del Tesoro denominadas en dólares estadounidenses cuya tenencia estaba en manos de organismos públicos, proceso que implicó el canje de determinados títulos por nuevos bonos denominados en pesos y la venta o subasta en el mercado de otros títulos, conforme fue dispuesto por los mencionados decretos.

El 4 de agosto de 2023, el gobierno anunció que Qatar otorgó un préstamo a Argentina en derechos especiales de giro por el equivalente a US\$770 millones a efectos de cubrir sus vencimientos con el FMI. En diciembre de 2023, la nueva administración concretó el primer pago al FMI que debía afrontar desde que asumió el presidente Javier Milei por US\$960 millones a través de un préstamo otorgado por el Banco de Desarrollo de América Latina. Asimismo, en febrero de 2024 la nueva administración consiguió que el directorio del FMI aprobara la séptima revisión de cumplimiento del acuerdo y el consecuente desembolso de US\$4,7 mil millones para


Luis Villarreal
Subdelegado

el repago del préstamo *standby*, aunque el nuevo ministro de economía, Luis Caputo, anunció que tiene intenciones de renegociar los términos del acuerdo con el FMI.

A la fecha del presente Prospecto, si bien el Estado Nacional ha concretado diversos procesos de reestructuración de su deuda externa e interna, existe incertidumbre respecto a la eficacia y la sostenibilidad económica en el mediano y largo plazo de los nuevos compromisos de deuda asumidos, lo que podría implicar nuevos procesos de reestructuración de deuda o en su defecto incumplimientos de los correspondientes pagos. Asimismo, existe incertidumbre sobre la posibilidad de cumplimiento por parte del Estado Nacional de las metas fiscales y económicas fijadas por el FMI en el Nuevo Préstamo del FMI. En virtud de ello, la Emisora no puede asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del Estado Nacional de cumplir con los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocien dichos compromisos, en qué términos se realizaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Estado Nacional de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en la capacidad de la Emisora para acceder a dichos mercados a fin de financiar sus operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja. Si el Estado Nacional incurriera nuevamente en un supuesto de incumplimiento, ello afectaría negativamente su valuación y términos de pago, lo que perjudicaría sensiblemente a la economía de Argentina y, en consecuencia, a los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En este sentido, las compañías argentinas podrían tener dificultades de acceso al mercado internacional de capitales en los próximos años. Las potenciales consecuencias de la falta de éxito son poco claras, pero podrían afectar negativamente la capacidad del Estado Nacional y de las compañías argentinas de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales, inclusive podría decretarse el default de la deuda y, en consecuencia, la capacidad de acceso de la Emisora a estos mercados también podría ser limitada.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar adversamente la economía y la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Entre 2007 y 2015, el Estado Nacional incrementó la intervención directa del gobierno en la economía, inclusive mediante la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles de cambio.

En 2008, el Estado Nacional nacionalizó el sistema privado de jubilaciones y pensiones (Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones). En abril de 2012, la administración anterior resolvió la nacionalización de YPF e introdujo grandes cambios al sistema bajo el cual operaban las compañías petroleras (ver “*Información de la Emisora – Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y de transporte de gas*” en este Prospecto). La estatización de YPF dio lugar a un juicio millonario en contra del Estado Nacional y de YPF, iniciado por un fondo de cobertura norteamericano que le compró a Petersen Energía Inversora y Petersen Energía (ex accionistas de YPF) los derechos de litigar y reclamó una indemnización por la quiebra de tales accionistas como resultado de la expropiación y la consecuente pérdida de valor de sus acciones. Con fecha 31 de marzo de 2023, el juzgado del Distrito Sur de Nueva York donde tramita la causa eximió de responsabilidad a YPF pero determinó que el Estado Nacional deberá indemnizar a los demandantes por un monto de US\$16.000 millones por haber expropiado de manera indebida las acciones de YPF que pertenecían a la petrolera Repsol y al grupo Eskenazi.


Luis Villarreal
Subdelegado

En 2020, el Estado Nacional mediante el Decreto N° 522/2020, dispuso la intervención transitoria de la sociedad Vicentín S.A.I.C., por un plazo de 60 días, en el marco de su concurso preventivo y debido a razones de interés público. Sin embargo, el juez a cargo del proceso concurso rechazó la intervención, disponiendo que los administradores naturales de la sociedad continúen ejerciendo sus funciones y que los interventores designados por el Estado Nacional desarrollen sus tareas con el carácter de veedores controladores.

Por su parte, también el 2020, el Estado Nacional declaró el carácter de servicio público de los servicios de las tecnologías de información y comunicación (“TIC”) y de la telefonía móvil en todas sus modalidades. Adicionalmente, se estableció que los precios de estos servicios serán regulados por el Ente Nacional de Comunicaciones, el cual estableció limitaciones a los incrementos de tarifas por estos servicios. Desde la entrada en vigencia del mencionado decreto, ciertas empresas de telecomunicaciones cuestionaron judicialmente la constitucionalidad de las medidas adoptadas por el Estado Nacional, logrando en algunos casos el dictado de medidas cautelares suspendiendo su aplicación por un tiempo determinado o hasta el dictado de una sentencia definitiva. A la fecha de este Prospecto, dichos procesos judiciales aún se encuentran en curso. En marzo de 2023, mediante la Resolución N° 307/2023, el ENRE dispuso la intervención por un plazo de 180 días de la distribuidora de energía eléctrica Empresa Distribuidora del Sur S.A. (EDESUR), en razón de diversas fallas en el servicio prestado por la distribuidora.

Fue repetidamente informado por economistas privados que las expropiaciones, controles de precios y de cambios y otras intervenciones del Estado Nacional en la economía han tenido un impacto negativo en el nivel de inversiones en la Argentina, el acceso de compañías argentinas al mercado de capitales internacional y las relaciones comerciales y diplomáticas con otros países.

Si bien la nueva administración del presidente Javier Milei ha anunciado que su intención es reducir la intervención del estado en la economía al mínimo y llevar a cabo un profundo proceso de desregulación, la Emisora no puede garantizar si el nivel de intervención en la economía por parte del Estado Nacional aumentará o si se adoptarán nuevas medidas de carácter intervencionista. La adopción de medidas de intervención podría ocasionar un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las restricciones cambiarias a las transferencias de fondos al exterior y al ingreso de capitales podría tener un efecto sustancial adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, la actividad de la Emisora.

El 1° de septiembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 609/2019 (conforme fuera sucesivamente modificado) que reestableció las restricciones en materia de control de cambios, la mayoría de las cuales habían sido progresivamente derogadas desde 2015. El Decreto N° 609/2019 fue posteriormente regulado y complementado por diversas comunicaciones emitidas por el Banco Central. Como consecuencia de la pandemia del COVID-19, que intensificó la crisis económica en Argentina, el Banco Central fortaleció las restricciones y requisitos para la salida de fondos.

En línea con las restricciones vigentes en el pasado, las nuevas regulaciones del Banco Central establecieron limitaciones en el flujo de divisas hacia y desde el mercado cambiario argentino, con el objetivo de estabilizar la economía argentina.

Si bien, la nueva administración manifestó su intención de desregular la economía y permitir el libre flujo de divisas, aún se mantienen vigentes los controles de cambios para el ingreso y egreso de fondos de moneda extranjera, debido al bajo nivel de reservas del Banco Central.


Luis Villarreal
Subdelegado

A la fecha de este Prospecto, sujeto a determinados requisitos las normas del Banco Central otorgan acceso al MLC para cancelar capital o intereses (a su vencimiento) de deudas financieras pagaderas a acreedores no residentes, no se puede asegurar que en el futuro no se impondrán restricciones más severas que limiten el acceso al mercado de cambios en estos casos. Por otra parte no hay garantía de que el Banco Central u otro organismo gubernamental amplíe o flexibilice los controles o restricciones, realice modificaciones a las mismas, imponga obligaciones de refinanciamiento de planes de pago de deudas en moneda extranjera, establezca restricciones más severas al cambio de divisas, o mantenga el régimen cambiario actual o cree múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones. Si bien a la fecha de este Prospecto la Emisora no mantiene endeudamientos en moneda extranjera, por lo que no se encuentra directamente afectada por los mencionados controles y restricciones de cambio, éstos podrían afectar negativamente a la economía argentina y, por ende, indirectamente afectar el negocio, situación financiera y resultados de la Emisora. Ver “*Información Adicional – Controles de Cambio – Deuda Financiera*” en este Prospecto.

Podrían establecerse mayores restricciones al acceso al mercado de cambios en respuesta, entre otras circunstancias, a una salida de capitales o a una devaluación significativa del Peso.

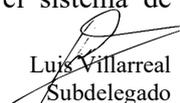
Podrían establecerse mayores restricciones al acceso al mercado de cambios en respuesta, entre otras circunstancias, a una salida de capitales o a una devaluación significativa del Peso. Ello generaría un alto riesgo de devaluación del Peso y por consiguiente, la Emisora no podría adquirir los fondos necesarios para hacer frente a sus obligaciones denominadas y vinculadas a la evolución del dólar.

De igual forma, los controles de cambio y las restricciones sobre el ingreso y la salida de capitales y futuros controles de cambio han producido la existencia de cotizaciones de tipo de cambio paralelas. Como consecuencia de la profundización de los controles cambiarios para controlar la caída en las reservas, se amplió considerablemente la diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio informales que surgieron implícitamente a raíz de ciertas operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales (dólar “MEP” o “**contado con liquidación**”), creando una brecha con la cotización oficial que al 31 de diciembre de 2023 se mantuvo en aproximadamente un 26,8%.

En este sentido, podrían crearse múltiples tipos de cambio para distintos tipos de transacciones, y desdoblarse así el mercado cambiario. Esto podría generar incertidumbre respecto de cuál sería el tipo de cambio aplicable para el pago de capital e intereses de las Obligaciones Negociables. Además, la Emisora no puede asegurar cuál será el tipo de cambio aplicable que eventualmente podría disponerse para este tipo de emisiones, y la Emisora tendría que pagar a ese tipo de cambio. En estos casos, el tipo de cambio aplicable podría resultar menor al que corresponde a la definición de Tipo de Cambio Aplicable (no siendo responsabilidad de los Colocadores el tipo de cambio que resulte aplicable en estos casos).

La nacionalización de las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones de la Argentina produjo un efecto adverso en los mercados de capitales argentinos y aumentó la participación del Estado Nacional en algunas compañías con oferta pública, de modo que el Estado Nacional pasó a ser un importante accionista de esas compañías.

Históricamente el Estado Nacional Argentino ha ejercido una mayor influencia en la operación de las empresas con oferta pública. Antes de 2009, una porción significativa de la demanda local de títulos valores de compañías argentinas provenía de las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones (“AFJP”). En respuesta a la crisis económica global, en 2008 el Congreso Nacional unificó el sistema de jubilación y de pensión en un sistema administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”), eliminando el sistema de


Luis Villarreal
Subdelegado

jubilación y de pensión anteriormente administrado por administradoras privadas. De acuerdo con la nueva ley, las administradoras de pensión privadas transfirieron todos los activos administrados por ellas conforme al sistema de jubilación y de pensión a la ANSES. Con la nacionalización de los fondos de pensión privados, el Estado Nacional Argentino pasó a ser, a través de la ANSES, un importante accionista de muchas compañías argentinas con oferta pública. En 2011, el Estado Nacional Argentino eliminó ciertas restricciones conforme a las que se impedía a la ANSES ejercer más del 5% de sus derechos de voto en cualquier compañía con oferta pública (independientemente de la participación accionaria mantenida por la ANSES en esas compañías).

Desde entonces la ANSES ha ejercido sus derechos de voto más allá de dicho límite del 5% a fin de designar directores en diferentes compañías en oferta pública en las que tiene una participación superior al 5%. Los intereses de la ANSES respecto de sus inversiones en empresas con oferta pública pueden ser diferentes de los de otros inversores de esas empresas y, en consecuencia, los actos de la ANSES podrían tener un efecto adverso sobre los intereses de dichos inversores.

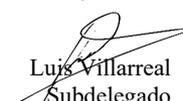
Si bien la nueva administración de Javier Milei ha anunciado que tiene intenciones de reestablecer el sistema de las AFJP para quienes deseen cambiarse del ANSES a un administrador de jubilaciones privado, a la fecha de este Prospecto la Emisora no puede garantizar que dicha modificación será implementada, o que en un futuro el Estado Nacional Argentino no vaya a tomar medidas similares a las adoptadas por administraciones anteriores, y que estas no tendrán un efecto adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las medidas gubernamentales, así como la presión de los sindicatos, podrían exigir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, lo que podría aumentar los costos operativos de las empresas.

Las relaciones laborales en la Argentina se rigen por leyes específicas, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250 que, entre otras cosas, determinan cómo deben conducirse las negociaciones salariales y otras negociaciones laborales. La mayor parte de las actividades industriales y comerciales están reguladas por convenios colectivos de trabajo específicos que agrupan a las empresas de acuerdo con los sectores industriales y sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, las empresas y sindicatos negocian aumentos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente de una determinada actividad comercial o industrial. Una vez que las empresas y los sindicatos llegan a un acuerdo respecto de los aumentos salariales y los beneficios laborales, dicho acuerdo es presentado a la autoridad laboral para su aprobación. Una vez aprobado el acuerdo por la autoridad laboral, las partes están obligadas por dicho acuerdo y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato pertinente y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo. Además, cada empresa tiene derecho, independientemente de los aumentos salariales obligatorios negociados con los sindicatos, a dar a sus empleados aumentos o beneficios adicionales conforme a un programa de remuneración variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han experimentado una importante presión de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar los salarios y proveer beneficios adicionales a los empleados. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y sindicatos exigen importantes aumentos salariales. En el pasado, el Estado Nacional ha dictado leyes, reglamentaciones y decretos exigiendo a las empresas del sector privado mantener niveles mínimos de salarios y proveer beneficios específicos a los empleados. A la fecha de este Prospecto, el salario mínimo, vital y móvil (el “SMVM”) es de \$202.800.

Desde el 2019 se estableció, por decreto, que las indemnizaciones que cobrarán los empleados en caso de despido se duplicarían. Si bien la doble indemnización perdió vigencia el 1 de julio de


Luis Villarreal
Subdelegado

2022, la Emisora no puede garantizar que medidas indemnizatorias agravadas similares no volverán a imponerse en el futuro. Asimismo, por la Resolución N° 4/2024 del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil, dictada el 21 de febrero de 2024, se incrementó el SMVM de la siguiente manera, a partir del: (i) 1 de febrero de 2024, a \$180.000; y (ii) 1 de marzo de 2024, \$202.800 (hasta nueva actualización, se mantiene este último valor).

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas exigiendo aumentos salariales o beneficios adicionales para los empleados, y la fuerza laboral y los sindicatos pueden ejercer presión para el dictado de dichas medidas. Cualquier aumento salarial o beneficio de los trabajadores podría resultar en mayores costos y menores resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluyendo la Emisora.

Una caída de los precios internacionales o en la producción de los principales commodities de Argentina podría tener un efecto adverso sobre el crecimiento de la economía argentina.

Los altos precios de los commodities han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como en la recaudación del impuesto a las exportaciones. Históricamente la dependencia de la exportación de determinados commodities, como la soja, ha hecho que la economía argentina sea más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios o a las disminuciones en su producción.

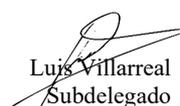
Los precios de los *commodities*, incluyendo a la soja, han caído significativamente en el pasado, en parte, debido a un crecimiento más lento de China. A principios de 2022, sin embargo, como consecuencia del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, se pudo advertir una abrupta alza en los precios de varios *commodities*. En este sentido, por ejemplo, el valor la tonelada de trigo aumentó en un 30% desde el 1 de febrero 2022 al 1° de marzo de 2022. El petróleo y el gas, en ese mismo período de tiempo, han aumentado en un 18%. Estas alzas deben ser necesariamente analizadas en su contexto de extrema volatilidad, consecuencia de la escalada del conflicto bélico, sin descartar caídas abruptas de tales precios.

Además, condiciones climáticas adversas tales como sequía, lluvias excesivas, granizo, inundaciones o similares, pueden afectar negativamente la producción de *commodities* por el sector agrícola, los que representan una porción significativa de los ingresos por exportaciones de Argentina.

Si bien a la fecha de este Prospecto los precios de los *commodities* se han estabilizado, volviendo en algunos casos a niveles previos al conflicto entre Rusia a Ucrania, si el conflicto escala a nivel regional o global, involucrando más estados nacionales o alianzas militares de países, podría provocar nuevamente volatilidad en dichos mercados. Asimismo, una caída de los precios o la producción de los commodities podría tener un impacto negativo sobre los niveles de ingresos públicos, las divisas disponibles y la capacidad del gobierno de pagar su deuda soberana, y podrían generar recesión o presiones inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados podría tener un impacto negativo sobre el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El alto gasto público podría resultar en consecuencias adversas duraderas para la economía argentina.

En los últimos años, el Estado Nacional ha aumentado sustancialmente el gasto público. Al 31 de diciembre de 2023, el gasto del sector público aumentó un 116,91% comparado al registrado en el mismo período de 2022, resultando en un déficit fiscal primario de \$6.405.080,6 millones, lo que significó un incremento del 150,4% con relación al registrado en el mismo período de 2022, de acuerdo con lo informado por el Ministerio de Economía.


Luis Villarreal
Subdelegado

Si bien el Presidente de la nueva administración, conforme anunció durante su campaña, comenzó a tomar medidas tendientes a reducir el gasto público, existe incertidumbre respecto a un mayor deterioro de las cuentas fiscales podría continuar afectando negativamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros de largo plazo, lo que podría a su vez resultar en un acceso más limitado a dichos mercados por parte de las empresas argentinas, incluyendo a la Emisora.

La economía argentina podría verse adversamente afectada por acontecimientos económicos en otros mercados globales y por los efectos “contagio” más generalizados.

La economía argentina es vulnerable a los factores externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. Una disminución en la demanda de exportaciones argentinas puede tener un efecto materialmente adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que pueden generarse por sucesos adversos en la región o a nivel mundial, como por ejemplo la crisis en los mercados internacionales de 2009, que provocó una caída en la economía argentina en 2009, acompañado con altos niveles de inflación, depreciación del peso y una caída en la confianza de los consumidores e inversores. Las economías de los principales socios comerciales argentinos se vieron seriamente afectadas por la propagación del COVID-19, cuyos efectos en las economías de las principales potencias mundiales y su repercusión en la Argentina son actualmente visibles. Como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y las medidas económicas y sanitarias adoptadas por los distintos estados nacionales, la inflación a nivel global ha sido significativamente mayor que la registrada para años anteriores y afectó economías desarrolladas como la de Estados Unidos.

Durante el año 2022, el conflicto bélico desatado entre Ucrania y Rusia provocó un impacto económico significativo a nivel mundial, causando una elevada volatilidad en los precios de los principales *commodities* durante el año 2022. En este sentido, si bien los precios del petróleo, de algunos productos agrícolas y del metal se han estabilizado, volviendo en algunos casos a niveles previos al conflicto, una escalada mayor del conflicto podría provocar nuevamente volatilidad en dichos mercados.

Recientemente, en marzo de 2023 se produjo la quiebra de tres bancos estadounidenses vinculados al sector tecnológico y de las criptomonedas, dos de las cuales se ubicaron en el segundo y tercer lugar de las mayores que se registraron en el sector bancario de Estados Unidos desde la crisis del 2009. Asimismo, en razón de las severas dificultades financieras que afrontaba, el segundo mayor banco suizo fue absorbido por su principal competidor con la participación del propio gobierno suizo que, ante el riesgo sistémico que presentaba la quiebra de dicha entidad, intervino las negociaciones en favor de la absorción. A la fecha de este Prospecto resulta incierto el impacto que dichos eventos tendrán en el sector bancario y financiero estadounidense, suizo y/o global, y las consecuencias que podrían llegar a tener sobre las condiciones económicas en general.

Los cambios en las condiciones sociales, políticas, regulatorias o económicas en los principales socios comerciales de Argentina o en las leyes o políticas de comercio exterior pueden generar incertidumbre en los mercados internacionales y tener un efecto negativo en las economías calificadas como independientes (*standalone*), incluyendo la economía argentina, que puede a su vez tener un impacto negativo en las operaciones de la Emisora.


Luis Villarreal
Subdelegado

Las condiciones económicas mundiales también pueden provocar la depreciación de las divisas y los tipos de cambio regionales, incluido el peso argentino, lo que probablemente también causaría volatilidad en Argentina. El efecto de las condiciones económicas mundiales en Argentina podría reducir las exportaciones y la inversión extranjera directa, lo que daría lugar a una disminución de los ingresos fiscales y una restricción del acceso a los mercados internacionales de capital, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Una nueva crisis económica y/o financiera mundial o los efectos del deterioro del actual contexto internacional, podrían afectar a la economía argentina y, en consecuencia, a nuestros resultados de explotación y situación financiera.

La implementación de medidas por el Estado Nacional para controlar el flujo de importaciones podría afectar adversamente la capacidad de la Emisora de acceder a la prestación de servicios y bienes de capital necesarios para sus operaciones.

En el pasado, el Estado Nacional Argentino adoptó diversas medidas y políticas tendientes a controlar el flujo de importaciones y los egresos de divisas por pagos comerciales, que se enfocaron en diseñar procedimientos en virtud de los cuales las autoridades locales debían aprobar todas las importaciones de bienes y servicios a la Argentina como condición previa para otorgar acceso a los importadores al MLC para el pago de tales productos y servicios importados, realizándose controles sobre, entre otras cuestiones, la capacidad económica financiera de los importadores y el cumplimiento de sus obligaciones fiscales.

En este sentido fue que, en las distintas administraciones se estableció (i) el sistema de la Declaración Jurada Anticipada de Importación (“DJAI”), dispuesto el 10 de enero de 2012 por medio de la Resolución N° 3252 de la AFIP, el cual fue reemplazado por el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (“SIMI”), dispuesto el 22 de diciembre de 2015 por medio de la Resolución N° 3823 de la AFIP, y (ii) el Sistema de Importaciones de la República Argentina (“SIRA”), establecido por la Resolución Conjunta N° 5271 de la Secretaría de Comercio y la AFIP, el cual reemplazó al sistema de la SIMI.

La nueva administración, mediante la Resolución General Conjunta N° 5466/2023 dictada por la AFIP y la Secretaría de Comercio, dispuso la creación del Sistema Estadístico de Importaciones (“SEDI”), el cual establece que sólo los importadores de bienes deberán anticipar la información relativa a sus destinaciones de importación para consumo, pero a diferencia de lo estipulado bajo los regímenes anteriores, los controles realizados por las autoridades son más limitados y la aprobación de la SEDI no requiere el análisis de la capacidad económica financiera del importador. Por otra parte, a diferencia de los regímenes anteriores, si transcurrido un plazo de 30 días la SEDI no es aprobada, se considerará aprobada automáticamente. Asimismo, los pagos de servicios no están alcanzados por la obligación de gestionar la SEDI, en contraste con lo previsto en los sistemas previos.

No obstante lo anterior, la Emisora no puede asegurar que en el futuro Estado Nacional no dicte nuevas medidas o reestablezca las anteriores para controlar el flujo de importaciones que afecten severamente la posibilidad de efectuar pagos al exterior por este tipo de conceptos, lo cual podría afectar adversamente la capacidad de la Emisora de acceder a bienes de capital e insumos necesarios para sus operaciones.

Los inversores extranjeros de sociedades que operan en Argentina han iniciado procedimientos de arbitraje relativos a inversiones contra Argentina en los que se han obtenido y podrían obtenerse laudos arbitrales y/o medidas cautelares contra Argentina y sus activos, a su vez limitarse los recursos financieros de Argentina.

Ciertos inversores extranjeros iniciaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) alegando que las medidas de emergencia


Luis Villarreal
Subdelegado

adoptadas por el Estado Nacional desde la crisis de 2001 y 2002 difieren de las pautas de tratamiento justo e igualitario consignadas en varios tratados bilaterales de inversión que han sido suscriptos por Argentina. En varios de estos reclamos, los tribunales arbitrales constituidos en los arbitrajes administrados por el CIADI se pronunciaron en contra de Argentina.

Más recientemente, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal arbitral CIADI resolvió que la Argentina había violado los términos del tratado bilateral de inversión celebrado con el Reino de España, con fundamento en que se había producido la expropiación ilegal por parte del Estado Argentino de la compañía Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal arbitral condenó a la Argentina a abonar una indemnización por aproximadamente US\$328,8 millones, decisión que fue confirmada el 29 de mayo de 2019 al desestimar el comité de anulación la solicitud de anulación presentada por la Argentina contra el laudo del tribunal arbitral.

Asimismo, en junio de 2017 y abril de 2019, Met Life Inc. y el grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International, respectivamente, iniciaron reclamos contra la Argentina ante el CIADI por la estatización del sistema de jubilación privada decretada en 2008, por importes que superarían los US\$650 millones en conjunto.

Por último, Argentina mantiene activos otros ocho arbitrajes ante el CIADI iniciados con fundamento en la existencia de violaciones a diversos tratados bilaterales de inversión y medidas dispuestas en distintas industrias, que también comprenden importes millonarios.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes y futuros ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del Estado Nacional de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales, lo que podría afectar en forma adversa el negocio, situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

No hacer frente adecuadamente a los riesgos reales y percibidos derivados del deterioro institucional y la corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción han sido identificados como, y continúan siendo, grandes problemas para Argentina. En el índice de Percepción de Corrupción 2023 de Transparencia Internacional, que mide la corrupción de 180 países, Argentina ocupó el puesto 98 y retrocedió 4 lugares con respecto a 2022. En el Informe de Negocios (*Doing Business*) de 2020, en el “Ranking de Facilidad de hacer de negocios” (*Ease of Doing Business Ranking*) del Banco Mundial, Argentina se ubicó en el puesto 126 de un total de 190 países.

La falta de medidas sólidas y efectivas destinadas a fortalecer las instituciones y reducir la corrupción podrían afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y, por consiguiente, su capacidad de atraer inversiones extranjeras. Ello podría tener un efecto significativamente adverso en la economía argentina y, en consecuencia, en el desarrollo de las operaciones y los negocios de la Emisora.

Los inversores extranjeros de sociedades que operan en Argentina han iniciado arbitrajes internacionales relativos a inversiones contra Argentina en los que se han obtenido y podrían obtenerse laudos arbitrales y/o medidas cautelares contra Argentina y sus activos y, a su vez, limitarse los recursos financieros de Argentina.

Ciertos inversores extranjeros iniciaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) alegando que las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional desde la crisis de 2001 y 2002 difieren de las pautas de


Luis Villarreal
Subdelegado

tratamiento justo e igualitario consignadas en varios tratados bilaterales de inversión que han sido suscriptos por Argentina. En varios de estos reclamos, los tribunales arbitrales constituidos en los arbitrajes administrados por el CIADI se pronunciaron en contra de Argentina.

Más recientemente, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal arbitral del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos del tratado bilateral de inversión celebrado con España, con fundamento en que se había producido la expropiación ilegal por parte del Estado de la compañía Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal arbitral condenó a la Argentina a abonar una indemnización por aproximadamente US\$328,8 millones, decisión que fue confirmada el 29 de mayo de 2019 al desestimar el comité de anulación la solicitud de anulación presentada por la Argentina contra el laudo del tribunal arbitral.

Asimismo, en junio de 2017 y abril de 2019 Met Life Inc. y el grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International, respectivamente, iniciaron reclamos contra la Argentina ante el CIADI por la estatización decretada durante 2008 del sistema de jubilación privada, por importes que superan los US\$ 650 millones en total.

El 13 de junio de 2023, la Justicia en lo Contencioso Administrativo Federal dictó sentencia definitiva haciendo lugar a la ejecución de un laudo emitido en el marco del arbitraje CIADI que promovieron las empresas Urbaser y CABB contra el Estado Nacional sobre la base del Tratado Bilateral de Inversiones entre Argentina y España.

El 4 de agosto de 2023, se registró ante el CIADI el reclamo de BA Desarrollos LLC, en virtud del TBI entre Argentina y Estados Unidos de América por un reclamo relativo a la industria de la construcción.

Por último, a inicios de octubre de 2023, Argentina mantiene activos otros siete arbitrajes ante el CIADI iniciados con fundamento en la existencia de violaciones a diversos tratados bilaterales de inversión y medidas dispuestas en distintas industrias, que también comprenden importes millonarios.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes y futuros ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del gobierno argentino de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales, lo que podría afectar en forma adversa el negocio, situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas

Las operaciones de la Emisora están sujetas a extensas regulaciones.

Las industrias del petróleo y gas están sujetas a una estricta regulación y control gubernamental. Como resultado de ello, las actividades de la Emisora dependen en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas vigentes en Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse adversamente afectados por los cambios regulatorios y políticos en Argentina. Por lo tanto, la Emisora enfrenta los siguientes riesgos y desafíos vinculados a la regulación y al control gubernamental del sector energético:

- limitaciones a la capacidad de la Emisora de aumentar los precios locales o de reflejar los efectos de impuestos internos más altos, aumentos en los costos de producción o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros hidrocarburos, así como las fluctuaciones en nuestros precios internos;
- mayores impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;


Luis Villarreal
Subdelegado

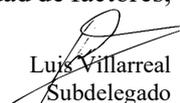
- restricciones a los volúmenes de exportaciones de hidrocarburos, derivadas principalmente del requerimiento de satisfacer la demanda interna;
- en relación con la política del Estado Nacional de brindar prioridad absoluta a la demanda interna, órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros productos hidrocarburíferos al mercado minorista local en exceso de los montos previamente contratados;
- restricciones a la importación de productos que podrían afectar la capacidad de la Emisora de cumplir con sus compromisos de suministro o los planes de crecimiento, según sea el caso;
- iniciativas legislativas y regulatorias en relación con el estímulo a actividades de perforación en yacimientos no convencionales, lo que podría afectar el desarrollo de los negocios de la Emisora;
- la implementación o imposición de requisitos de calidad más estrictos para los productos derivados del petróleo en Argentina;
- conflictos entre las reglamentaciones nacionales y provinciales; e
- intervención por el ENARGAS de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa.

En enero de 2007, el Congreso Nacional aprobó la Ley, N° 26.197, por medio de la cual se modificó la Ley de Hidrocarburos, transfiriendo a las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Tras dicha reforma, se estableció que el Congreso Nacional tiene el deber de sancionar leyes y reglamentaciones que tengan por finalidad el desarrollo de recursos naturales dentro de Argentina, mientras que los gobiernos provinciales son responsables de hacer cumplir estas leyes y administrar los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro de sus respectivas provincias. No obstante, algunos gobiernos provinciales han interpretado la Ley N° 26.197 y el artículo 124 de la Constitución Nacional como un otorgamiento a las provincias de facultades para sancionar sus propias reglamentaciones relativas a la exploración y explotación de petróleo y gas dentro de sus territorios. La Emisora no puede garantizar que las reglamentaciones o los impuestos (incluyendo regalías) sancionados por las provincias, o nuevas interpretaciones con respecto al modo en que los mismos deben ser calculados, no estarán en conflicto con la Ley de Hidrocarburos, la Ley N° 26.197 u otras leyes nacionales, ni que dichas reglamentaciones, impuestos e interpretaciones no afectarán adversamente las actividades, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

A la fecha de este Prospecto, la administración del presidente Milei, quien comenzó su mandato en diciembre de 2023, pretende imprimir un giro copernicano en la industria del petróleo y el gas, con el objetivo de desregular dicho sector en particular y el sector energético en general. Al día de la fecha existe cierta incertidumbre respecto de la medida en la cual las nuevas políticas gubernamentales podrán ser efectivamente implementadas y si las mismas podrán ser sostenidas en el tiempo, durante futuras administraciones. Para mayor información, ver “*Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar a la economía del país*” de este Capítulo.

Una caída sustancial o sostenida, así como la volatilidad en los precios internacionales del petróleo y gas podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Una porción significativa de los ingresos de la Emisora se deriva de la venta de gas y de crudo. La demanda y el precio del gas y del petróleo dependen fuertemente de una diversidad de factores,

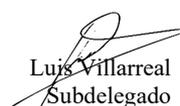

Luis Villarreal
Subdelegado

entre ellos, la oferta y la demanda internacional y regional, el nivel de demanda de productos de los consumidores, las condiciones climáticas, el precio y la disponibilidad de combustibles alternativos, las medidas adoptadas por los gobiernos y carteles internacionales, y los acontecimientos económicos y políticos de orden mundial. Los precios internacionales del petróleo han fluctuado desde la segunda mitad de 2014 y es probable que continúen fluctuando significativamente en el futuro. Durante los últimos años, las fluctuaciones en el precio del petróleo han sido provocadas por diversos factores, entre los que se incluyen los acontecimientos políticos en los países productores de petróleo, en particular en Medio Oriente, la habilidad de la Organización de Países Productores de Petróleo (“OPEP”) y otros países productores de establecer y mantener los niveles de producción de crudo y los precios, la demanda global y regional de crudo, gas y productos derivados, la competencia derivadas de otras fuentes de energía, las regulaciones locales e internacionales, las condiciones climáticas, conflictos globales y actos de terrorismo. Si bien actualmente los precios internacionales del petróleo y gas se han estabilizado, durante la primera mitad de 2022 atravesaron una situación de elevada volatilidad como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia. En caso de que dicho conflicto escale o se produzcan nuevos conflictos bélicos o similares que involucren países productores de petróleo y gas, los precios internacionales de dichos *commodities* podrían nuevamente experimentar una elevada volatilidad. La Emisora no tiene control sobre estos factores. Cualquier cambio en los precios del crudo impacta en el precio de sus productos relacionados. Para mayor información, ver *“Los precios del petróleo y del gas podrían afectar el nivel de las inversiones de capital y podrían impactar en la desvalorización de propiedad, planta y equipo.”*

Si bien en el pasado los precios del petróleo en Argentina no han necesariamente reflejado los aumentos o bajas en los precios internacionales del petróleo, una caída sostenida o significativa en los precios internacionales del petróleo, como la generada como consecuencia de la pandemia y los conflictos comerciales, podría afectar adversamente los precios del petróleo en el mercado local. En efecto, en abril de 2020, los precios internacionales del petróleo (WTI) bajaron hasta alcanzar una cotización negativa de US\$-40,1/bbl. Ello se debió principalmente a que el stock de petróleo crudo almacenado registró un incremento tal que se alcanzó la capacidad máxima de almacenamiento disponible en Estados Unidos. La falta de almacenamiento disponible, combinada con una situación de bajos precios del precio del petróleo crudo y la disminución en la demanda por el efecto del COVID 19, provocó la caída abrupta de los precios. A fines de febrero de 2021 los precios internacionales del petróleo (WTI) retomaron sus valores previos a la pandemia del COVID-19, superando por primera vez en un año los US\$60/bbl.

Si los precios internacionales del petróleo crudo tuvieran una tendencia a la baja por un período de tiempo prolongado y esto es reflejado en el precio interno del petróleo, que la Emisora no puede controlar, ello podría hacer que la viabilidad económica de los proyectos de perforación se viera reducida, provocar la pérdida de reservas probadas como resultado de las nuevas condiciones económicas y de reservas no desarrolladas probadas como resultado de los cambios en los planes de desarrollo de la Emisora, los cuales podrían afectar los resultados de las operaciones de la Emisora. También podría afectar otras presunciones y estimaciones y, como resultado de ello, afectar el valor de recuperación de algunos activos.

Si bien la Emisora ha celebrado acuerdos de cobertura respecto de los precios del petróleo crudo, una caída sustancial de los precios internacionales del petróleo, como la que se registró durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020, podría generar un efecto adverso significativo para la situación financiera y las operaciones de la Emisora, en caso de que la producción no pueda ser colocada en el mercado interno a precios competitivos. Por otra parte, la implementación de nuevos controles a la exportación, la limitación de las exportaciones de petróleo crudo o el establecimiento de aranceles de exportación o en el país de destino, también podría tener un efecto adverso significativo para la Emisora. Ver *“-Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – La Emisora está sujeta a restricciones directas e indirectas a las exportaciones”* y *“-Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas –Los derechos*


Luis Villarreal
Subdelegado

de exportación han afectado negativamente en el pasado, y podrían continuar afectando en el futuro, los resultados de las operaciones de la Emisora” en este Prospecto.

Para mayor información sobre la volatilidad de los precios del petróleo y del gas ver “*Antecedentes Financieros - Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora*” en este Prospecto.

Los precios del petróleo y del gas podrían afectar el nivel de las inversiones de capital y podrían impactar en la desvalorización de propiedad, planta y equipo.

Los precios que obtiene la Emisora por su producción de Petróleo y gas podrían afectar la viabilidad de las inversiones que la Emisora debe efectuar en nuevas Actividades de exploración y Desarrollo y, como resultado de ello, en el tiempo estimado y el monto de las proyecciones de inversiones de capital de la Emisora. El presupuesto de inversiones de capital de la Emisora es confeccionado teniendo en cuenta, entre otros factores, los precios de mercado del petróleo y del gas. En el caso que los precios domésticos del petróleo disminuyan, la posibilidad de mejorar los factores de recuperación, cumplir con los compromisos de inversión asumidos por la Emisora bajo el Plan GasAr y/o de identificar otros planes de inversión de capital podrían verse afectados y, en consecuencia, podrían afectar adversamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

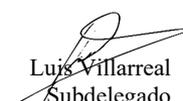
Adicionalmente, una caída de los precios del petróleo y del gas podría impactar en la desvalorización de propiedad, planta y equipo y en los actuales niveles del inventario. Por ejemplo, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el incremento en la volatilidad de los precios del petróleo debido a las condiciones del mercado internacional como consecuencias de la imposibilidad de los países miembros de la OPEC+ de acordar los niveles de producción, agravada por los efectos del Covid-19, resultó en el deterioro del valor de los activos de la Emisora de propiedad, planta y equipo por un total de \$14.123,1 millones (expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023) sobre sus activos en las UTEs de Dos Hermanos, Campo Boleadoras, La Maggie, María Inés y Cóndor, como consecuencia de la valuación del valor recuperable de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020. Debido al cambio en las condiciones políticas, macroeconómicas y con la disminución de los efectos del Covid-19, dicha situación fue revertida para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 por \$15.910,4 millones (expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023).

Futuras caídas de los precios del petróleo y del gas podrían provocar desvalorizaciones adicionales que, en consecuencia, podrían afectar adversamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora.

Debido a factores regulatorios, económicos y de políticas gubernamentales, los precios del petróleo y gas de la Emisora difieren de los precios vigentes en los mercados regionales e internacionales de dichos productos, y su capacidad de aumentar los precios ha estado, y continúa, limitada.

En este sentido, la fluctuación en los precios del petróleo y del gas en Argentina no refleja perfectamente los cambios al alza o a la baja del precio internacional de dichos productos y se encuentran sujetos a las políticas regulatorias locales en materia de energía, las cuales limitan la capacidad de la Emisora de establecer aumentos de los precios de sus productos en el mercado regulado. Ver “*Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” en este Prospecto.


Luis Villarreal
Subdelegado

La actual administración pretende desregular, en la medida de lo posible, los precios, con el objetivo de converger, en un plazo corto, hacia precios de mercado. Los primeros pasos en tal sentido han sido la aprobación de incrementos sustanciales en las tarifas de transporte y distribución de gas natural y electricidad para ciertos segmentos de la demanda y en habilitar a YPF a incrementar los precios de los combustibles, con la intención de dejar de utilizar a dicha compañía como una herramienta para el control indirecto de los precios. El proceso de desregulación ideado por el gobierno se encuentra transitando sus primeras etapas y no puede asegurarse, con los elementos con los cuales contamos actualmente, que dicho proceso pueda completarse y sostenerse en el tiempo. Ver “*Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” en este Prospecto.

Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado.

La Emisora comercializa gas producido tanto en el mercado regulado de gas como en el mercado desregulado. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, las ventas de gas representaron un 38% de los ingresos netos de la Emisora (incluyendo un 1% que representa los subsidios de gas del Estado Nacional), de las cuales aproximadamente el 65% se efectuó en el mercado regulado y el 35% en el mercado desregulado.

A la fecha de este Prospecto, y con motivo de la “contractualización” de la demanda prioritaria, en virtud del marco regulatorio actual la Emisora estima que continuará cumpliendo con los compromisos de suministro asumidos bajo los contratos celebrados en el mercado desregulado, dado que su producción no será objeto de redireccionamiento, como ocurría durante la vigencia de la Resolución N° 124/2018 (y sus modificatorias y complementarias). No obstante, la Emisora no puede asegurar que, debido a circunstancias excepcionales y de fuerza mayor, el Comité de Emergencia no asignará volúmenes de gas producidos por la Emisora para el abastecimiento de la demanda prioritaria que no le permitan cumplir con los compromisos de suministro asumidos en el mercado regulado.

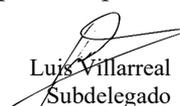
Por ejemplo, en 2017, CGC Energy S.A.U. (en dicha fecha, Sinopec Argentina Exploration and Production Inc.) interpuso un recurso de reconsideración solicitando la anulación de un acta de reunión del Comité de Emergencia en virtud de la cual se requirió a CGC Energía S.A.U. la entrega de determinados volúmenes a la distribuidora Camuzzi, a fin de cubrir la demanda prioritaria. A la fecha de este Prospecto, dicho recurso se encuentra pendiente de resolución.

Cualquier modificación del marco regulatorio actual que restrinja a la Emisora la posibilidad de comercializar su producción en el mercado desregulado a precios acordados entre las partes, incremente la cuota del gas producido que la Emisora debe poner a disposición en el mercado regulado y/o reduzca los precios actuales del gas en el mercado regulado, podría afectar adversamente las ganancias de la Emisora y su capacidad de cumplir con los compromisos de suministro asumidos bajo los contratos celebrados en el mercado desregulado. No obstante la intención de la actual administración de ir hacia un mercado más desregulado, no podemos asegurar que ello pueda ser implementado y sostenido en el tiempo.

La Emisora está sujeta a restricciones directas e indirectas a las exportaciones.

La Ley de Hidrocarburos actual permite las exportaciones de hidrocarburos mientras no sean necesarias para el mercado interno y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 y las regulaciones conexas exigen que se tengan en cuenta las necesidades del mercado interno al autorizar exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado diferentes medidas que han resultado en restricciones a las exportaciones de petróleo y gas. De acuerdo a lo previsto por la


Luis Villarreal
Subdelegado

legislación argentina, en particular la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Gas Natural y las Resoluciones N° 241-E/2017, N° 104/2018, N° 360/2021 y N° 175/2023 de la Secretaría de Energía, las exportaciones de petróleo crudo y de gas natural, así como la exportación de la mayoría de los derivados de los hidrocarburos, actualmente requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía. Para obtener dicha autorización, las compañías de petróleo y gas que deseen exportar petróleo crudo o gas natural deben demostrar que la demanda local para dicho producto ha sido satisfecha o que las ofertas del producto a compradores locales fueron rechazadas.

Si bien respecto de ciertos productos, como GLP, aceites crudos de petróleo, propano crudo, butano, entre otros, la Resolución N° 241-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía) ha flexibilizado dichos requisitos, siendo suficiente acreditar que se otorgó a los potenciales adquirentes la posibilidad de adquirir dichos productos, la Emisora no puede asegurar si el gobierno dictará medidas que flexibilicen aún más las restricciones a las exportaciones o si serán suprimidas en su totalidad. La Emisora tampoco puede predecir si habrá un cambio de política que implique que se adopten, o si se adoptarán medidas en el futuro que afecten adversamente su capacidad de exportar gas, petróleo crudo, u otros productos y, en consecuencia, los resultados de sus operaciones.

El 11 de enero de 2017, ciertos productores y refinerías suscribieron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, mediante el cual se estableció un sendero de precios a fin de que el precio del barril de petróleo producido en Argentina se ajustase progresivamente a los precios internacionales, lo que efectivamente sucedió a partir del 1° de octubre de 2017, tras culminar anticipadamente la vigencia del acuerdo mencionado. No obstante, debido a la gran devaluación del peso argentino ocurrida durante el segundo trimestre de 2018, se celebraron, a instancias del Estado Nacional, nuevos acuerdos sectoriales mediante los cuales se convino no tomar en cuenta los precios internacionales de referencia para la fijación del precio del petróleo producido en la Argentina y adoptar, en su reemplazo, entre mayo y julio de ese año, ciertos valores de referencia prefijados a tal efecto.

El esquema anteriormente descrito fue modificado a través de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía (y sus modificatorias y complementarias, entre otras la Resolución N° 417/2019 de la Secretaría de Energía y la Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), los procedimientos para autorizaciones de exportación de gas natural, sobre base firme e interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia. En fecha 31 de octubre de 2019, se publicó la Disposición N° 284/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles en el Boletín Oficial, que aprobó el “Procedimiento Operativo para las Exportaciones de Gas Natural”, vigente hasta el 30 de septiembre de 2021. Mediante el dictado de la Resolución N° 360/2021, la Secretaría de Energía estableció un nuevo procedimiento de autorización de exportaciones de gas Natural, que fue luego modificado por la Resolución N° 774/2022.

No obstante la intención de la actual administración de ir hacia un mercado más desregulado, incluido el mercado de exportación, no podemos asegurar que ello pueda ser implementado y sostenido en el tiempo. Ver “*Información de la Emisora – Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Gas Natural - Transporte y Distribución*” en este Prospecto.

Los derechos de exportación han afectado negativamente en el pasado, y podrían continuar afectando en el futuro, los resultados de las operaciones de la Emisora.

La aprobación por el Congreso Nacional de la Ley N° 25.561 y sus modificatorias (la “**Ley de Emergencia Pública**”) en 2002 permitió al Poder Ejecutivo Nacional imponer aranceles a las exportaciones de hidrocarburos. De acuerdo con esta ley y posteriores reglamentaciones, desde


Luis Villarreal
Subdelegado

marzo de 2002 el gobierno introdujo y gradualmente aumentó los derechos de exportación sobre el petróleo crudo, el GLP y el gas natural. Estos aranceles a las exportaciones de hidrocarburos en el pasado han impedido a la Emisora beneficiarse con los importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo, los productos relacionados con el petróleo y el gas natural, han limitado la capacidad de la Emisora de contrarrestar o trasladar a los usuarios finales los aumentos en los costos de producción y han afectado significativamente su competitividad y resultados de las operaciones.

A través del Decreto n° 793/2018, publicado el 4 de septiembre de 2018 en el Boletín Oficial, se fijaron derechos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2020 a la tasa del 12% (doce por ciento) a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del Mercosur (NCM), alcanzando a todos los hidrocarburos y sus derivados. El citado decreto prevé que los derechos de exportación aplicables a los hidrocarburos (conforme su anexo I), no podrá exceder de \$3 (pesos argentinos tres) por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

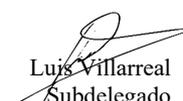
Con posterioridad, la Ley N° 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto N° 793/2018.

El Decreto N° 37/2019, publicado el 14 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, introdujo cambios en el régimen de los derechos de exportación, pero no modificó el aplicable a los hidrocarburos. En este sentido, si bien derogó el tope de \$4 (pesos argentinos cuatro) aplicable a otro tipo de mercaderías, mantuvo la vigencia del tope de \$3 (pesos argentinos tres) y mantuvo la inclusión de los hidrocarburos dentro de la mercadería alcanzada por el gravamen.

La Ley de Solidaridad, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, previó que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley de Solidaridad que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. Debido a la fuerte caída de los precios internacionales por efecto de la reducción de demanda producto de las medidas adoptadas para combatir la epidemia de COVID-19, y con el fin de mantener la actividad en operación y perforación de nuevos pozos que no resultaban rentables con los precios internacionales registrados en abril, mayo y junio de 2020, mediante el Decreto N° 488/2020 se estableció un esquema para calcular la alícuota aplicable para los derechos de exportación de hidrocarburos, la cual varía progresivamente según el precio internacional (Brent) fuese aumentando a determinados valores, con un tope del 8% de conformidad con la ley de solidaridad. Para más información, ver “*Antecedentes Financieros – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Petróleo*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y del gas – Los derechos de exportación han afectado negativamente en el pasado, y podrían continuar afectando en el futuro, los resultados de las operaciones de la Emisora.*” en este Prospecto

Las actividades de la Emisora dependen cada vez más de la tecnología para el desarrollo de sus operaciones, incluyendo ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, por lo que la Emisora está expuesta a ciberataques y fallas de sistema.

Los sistemas, tecnología y redes de la Emisora, así como los de sus socios comerciales, podrían ser objeto de ciberataques o violaciones a sus sistemas de seguridad lo que podría provocar el uso


Luis Villarreal
Subdelegado

no autorizado o la pérdida de información confidencial, así como causar otras dificultades en las operaciones de la Emisora. Además, ciertos ciberataques podrían no detectarse por un largo período de tiempo. Las operaciones de la Emisora dependen de la tecnología y los sistemas de información que utiliza para el procesamiento de información de operaciones, análisis sísmico, perforación de pozos y estimaciones de reservas. Aunque hasta la fecha la Emisora no ha experimentado pérdidas materiales relacionadas con ciberataques, la Emisora no puede asegurar que no será blanco de intentos de ataques en el futuro que puedan afectar sus actividades, su situación financiera y el resultado de sus operaciones. Dado que las amenazas de ciberataques son continuas, la Emisora podría incurrir en gastos adicionales para reforzar las medidas de seguridad de sus sistemas o para remediar cualquier vulnerabilidad que detecte en sus sistemas de información.

La incertidumbre sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas pueden afectar en forma adversa la situación financiera de la Emisora.

Las estimaciones de reservas de la Emisora por el 99% de sus áreas han sido auditadas por DeGolyer y MacNaughton para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dicho reporte de reservas no incluye información alguna con respecto a los cálculos para el área en Venezuela, ya que la Emisora no ha recibido información de las operaciones del área. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela” en este Prospecto.

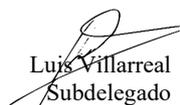
Los cálculos sobre las reservas de la Emisora incluidos en este Prospecto están sujetos a incertidumbres considerables. La ingeniería de reserva de petróleo y gas es un proceso subjetivo por el que se calcula acumulaciones de petróleo y gas que no puede ser medido de manera exacta, y los cálculos de otros ingenieros podrían diferir sustancialmente de aquellos aquí establecidos.

Al calcular cantidades de reservas de petróleo y gas surgen numerosas suposiciones e incertidumbre, incluyendo pero sin limitarse a las siguientes:

- Los resultados de las perforaciones, evaluaciones y producciones siguiendo las fechas de los cálculos, los cuales podrían requerir considerables revisiones;
- La calidad de la información geológica, técnica y económica disponible y la interpretación y evaluación de dicha información;
- La evolución de la producción de los reservorios;
- Los desarrollos como adquisiciones y ventas, nuevos descubrimientos y extensiones de campos existentes y la aplicación de técnicas de recuperación;
- Cambios en los precios de petróleo y gas natural, los cuales podrían tener un impacto sobre la magnitud de las reservas probadas, ya que las reservas están calculadas en condiciones económicas existentes desde la fecha en la que se realizan los cálculos (una disminución en el precio de petróleo y gas podría significar que las reservas ya no sean económicamente factibles para la explotación y, por lo tanto, no serían consideradas reservas probadas); e
- Impuestos y regalías vigentes, así como otras condiciones contractuales vigentes a la fecha en la que se realizaron los cálculos (los cambios en las regalías e impuestos aplicables, así como otras reglamentaciones relevantes podrían hacer que se considere a las reservas como algo económicamente no factible para la explotación).

Además, a menos que el petróleo y el gas sean reemplazados, podrían ser reducidos con el paso del tiempo, lo que, como consecuencia, llevaría a una disminución en la producción.

La mayoría de los factores, suposiciones y variables incluidas en los cálculos de las reservas escapan del control de la Emisora y están sujetos a cambios con el correr del tiempo. Por lo tanto, existe incertidumbre con respecto a las reservas calculadas de petróleo y gas, así como también


Luis Villarreal
Subdelegado

con los pronósticos sobre el avance de la futura producción y la oportunidad y los costos de las inversiones para el desarrollo de dichas reservas. Por consiguiente, los cálculos de las reservas podrían diferir de las cantidades reales de petróleo y gas extraídas, en una medida considerablemente más baja que las reservas calculadas. Esto podría tener un impacto significativo en los resultados de las operaciones y de la situación financiera de la Emisora. Las reservas de petróleo y gas se revisan al menos una vez al año. Toda revisión de nuestros cálculos, incluso por factores más allá del control de la Emisora, como precios y situaciones económicas, podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Por lo tanto, no deberían sobreestimarse los cálculos de reservas. Para más información acerca de nuestras reservas, ver “*Información de la Emisora—Actividades de Exploración y Producción—Producción de Petróleo y Gas—Reservas*” en este Prospecto.

Si la Emisora no puede adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas, los resultados de sus operaciones podrían verse afectados.

El éxito futuro de la Emisora dependerá de, entre otras cosas, su habilidad para encontrar reservas adicionales de petróleo y gas y explotar económicamente el petróleo y gas de dichas reservas. Por lo tanto, su flujo de caja y sus ingresos dependen del éxito de la Emisora en desarrollar de manera eficiente sus reservas actuales, celebrando nuevos contratos de inversión y encontrar económicamente o adquirir reservas recuperables adicionales.

El negocio de la Emisora es de capital intensivo y quizá no pueda explorar con éxito o desarrollar más reservas. Ver “—*El negocio de la Emisora exige importantes inversiones en activos de capital*”. A menos que la Emisora sea exitosa en la exploración o desarrollo de sus reservas de petróleo y gas o en adquirir de otra manera reservas adicionales, sus reservas generalmente disminuirán mientras se produzca petróleo y gas. A partir del 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas netas calculadas representaron un tiempo de reserva de aproximadamente 9,0 años de petróleo y 7,3 años de gas, o un tiempo de reserva demostrada neta combinada de aproximadamente 8,0 años. El desarrollo de las reservas subdesarrolladas de la Emisora podría tomar más tiempo y requerir altos niveles de gastos de capital de lo que nosotros podemos anticipar. Las demoras en el desarrollo de las reservas de la Emisora o el aumento en los costos para hacer perforaciones o desarrollar dichas reservas podrían reducir el valor de medida estándar de las reservas subdesarrolladas de la Emisora y de futuros ingresos netos calculados para dichas reservas, y puede llevar a que algunos proyectos ya no sean económicamente viables. La viabilidad económica de un bloque particular también depende de la cantidad de tiempo que queda según el plazo de concesión relevante y de si las futuras inversiones de capital son económicamente viables en dicho plazo. No se puede asegurar que la Emisora no tendrá demoras o aumentos en los costos para perforar y desarrollar nuestras reservas en el futuro, lo que podría llevar a una nueva clasificación de sus reservas, lo que, a su vez, podría afectar de manera adversa su negocio, situación financiera y resultado de operaciones.

A pesar de que la Emisora ha tenido éxito al identificar y desarrollar yacimientos explotables de manera comercial y al ubicar lugares de perforación en el pasado, tal vez no pueda replicar dicho éxito en el futuro.

La Emisora no puede asegurar que su exploración actual o futura y que las actividades de desarrollo tendrán éxito, que podrá implementar su programa de gastos de capital o adquirir reservas adicionales o que podrá explotar económicamente dichas reservas. Estas situaciones afectarían de manera adversa su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Los riesgos operativos y económicos relativos a la exploración y producción de petróleo y gas y el transporte de gas podrían afectar adversamente las actividades, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.


Luis Villarreal
Subdelegado

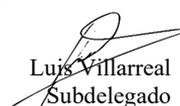
Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y de transporte de gas se encuentran sujetas a riesgos operativos específicos de la industria, algunos de los cuales están más allá del control de la Emisora, como los riesgos de producción, equipamiento y transporte, así como riesgos políticos y regulatorios, peligros naturales y otras incertidumbres, incluyendo las relativas a las características físicas de los yacimientos de petróleo o gas natural. Las operaciones de la Emisora pueden verse obstaculizadas, demoradas o ser canceladas, y las operaciones de la Emisora podrían encontrarse sujetas a incrementos de costos o costos excesivos debido a, entre otros factores, malas condiciones climáticas; dificultades mecánicas o de ingeniería imprevistas; escasez, demoras, falta de disponibilidad o altos costos de equipos esenciales para las operaciones; de abastecimiento, de personal y de servicios en los yacimientos; cumplimiento de los requisitos gubernamentales, leyes y regulaciones; litigios y otras disputas; bloqueos o embargos; incendios, explosiones, estallidos, fallas de las tuberías, formaciones con presión anormal y otras incertezas geológicas o ambientales, como derrames de petróleo, fugas de gas, roturas o liberación de gases tóxicos. Además, los costos estimados de ejecución de los proyectos podrían no ser precisos y dependen de varios factores, incluyendo el cumplimiento de los costos estimados y los costos de ingeniería, de contratación y de adquisición. Las actividades de perforación también están 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 costos. 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 de plantas de endulzado, compresión y tratamiento de gas y de instalaciones de transporte, almacenamiento y carga de petróleo, está sujeta a todos los riesgos inherentes en general a dichas operaciones. Además, la Emisora opera en áreas políticamente sensibles en las que los intereses de la población nativa pueden estar en conflicto con los objetivos de producción de la Emisora. El acaecimiento de cualquiera de estos riesgos operativos podría impedir que la Emisora recupere su inversión inicial y afectar adversamente sus actividades, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La información sísmica utilizada por la Emisora se encuentra sujeta a interpretación y podría no identificar adecuadamente la presencia de petróleo crudo y gas natural.

Aun cuando la información sísmica y las técnicas de visualización sean aplicadas e interpretadas correctamente, se trata de herramientas de asistencia a los geólogos para la identificación de superficies en las que eventualmente pueda haber presencia de hidrocarburos y no permiten al intérprete determinar si efectivamente hay presencia de hidrocarburos en dichas superficies. Además, el uso de tecnología sísmica y otras tecnologías requieren altos niveles de gastos pre-perforatorios, lo que podría generar pérdidas para la Emisora. Debido a estas incertidumbres, algunas de las actividades perforatorias de la Emisora podrían no ser exitosas o no resultar económicamente viables y el resultado agregado de pozos exitosos o los niveles de éxito perforatorio de la Emisora en un área determinada podrían caer, lo que podría generar un efecto adverso significativo en sus actividades, situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La intensa competencia en la industria de exploración y producción de petróleo y gas puede afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La actividad de exploración y producción de petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. La Emisora compite con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en Argentina y otros lugares. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole que la Emisora y, en 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 función


Luis Villarreal
Subdelegado

de ello, la Emisora 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 su situación y financiera y los resultados de sus operaciones.

La competencia con las empresas de energía estatales podría tener un efecto adverso para la Emisora.

En mayo de 2004, el Estado Nacional anunció la creación de ENARSA, una empresa estatal de energía e hidrocarburos, con el fin de mejorar el nivel de reservas de hidrocarburos, aumentar la producción de gas, solucionar los problemas de transporte de gas y transmisión de electricidad y abastecer de gas y electricidad al mercado interno a precios accesibles para los consumidores. En abril de 2012, el Congreso Nacional aprobó la Ley de Expropiación, expropiando el 51% de las acciones de YPF de propiedad de la empresa de energía española Repsol YPF. Del 51% del total de las acciones expropiadas, el 51% está en poder del Estado Nacional y el 49% restante en poder de las provincias argentinas productoras de petróleo. YPF es la empresa de energía líder de Argentina, cuyos predecesores operan desde la década de 1920, y actualmente tiene una posición de mercado dominante en los segmentos de exploración y producción (*upstream*) y de transporte y almacenamiento (*midstream*) del país. ENARSA e YPF poseen y utilizan recursos financieros, técnicos y de personal significativamente mayores que los de la Emisora y por ende pueden estar mejor posicionadas para sacar provecho de las oportunidades de negocios futuras.

La comercialización de los productos de la Emisora depende de su capacidad de acceder a equipamiento e instalaciones en forma oportuna.

La capacidad de la Emisora de comercializar su producción depende en gran medida de su capacidad de acceder al equipamiento y las instalaciones necesarias para el procesamiento, acopio y transporte de la producción (como ductos, estaciones de carga, etc.), así como otras instalaciones relevantes, las que podrían ser propiedad de terceros o no existir en zonas cercanas a las áreas de producción. La imposibilidad de obtener acceso a dicho equipamiento e instalaciones en términos aceptables (incluyendo los costos de construcción de ser necesario) y en forma oportuna podrían afectar significativamente las actividades de la Emisora. Si el acceso a las instalaciones de transporte o procesamiento es limitado o no está disponible cuando es necesario, la Emisora podría verse obligada a abandonar pozos. La imposibilidad de generar ingresos de los pozos perforados por la Emisora durante un extenso período de tiempo podría afectar adversamente el negocio de la Emisora, su situación financiera y el resultado de sus operaciones. Además, el abandono de pozos podría acarrear problemas técnicos, lo que podría provocar una caída de la producción y un incremento en los costos de remediación lo que, a su vez, podría afectar adversamente el negocio de la Emisora, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Los cobros por ventas de gas a distribuidoras podrían sufrir demoras, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o cobrar de forma oportuna, los pagos por ventas de gas a distribuidoras, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Al 31 de diciembre de 2023, las ventas de gas de la Emisora a empresas distribuidoras representaron el 16% de los ingresos de la Emisora.

En el marco de las medidas de congelamiento tarifario adoptadas por la administración anterior, la situación financiera de las empresas distribuidoras de gas a las que la Emisora vende parte de su producción de gas se vio afectada. Durante la nueva administración, si bien progresivamente se flexibilizó el congelamiento tarifario, entre enero y marzo de 2024 las distribuidoras de gas a las que la Emisora vende parte de su producción registraron demoras en


Luis Villarreal
Subdelegado

reintegros relacionados con el régimen previsto por la Ley N° 25.565 (y sus modificatorias y complementarias) de Zonas Frías.

Es importante destacar que en 2023, respecto de 2022, disminuyó la participación del segmento industrial en las ventas de gas natural: la participación de este segmento en la facturación en 2023 disminuyó de un 58% a un 35%, mientras que consecuentemente se redujo la participación de las distribuidoras (del 23% al 16%), por su parte, el segmento de generación aumentó del 18% al 49%. Este aumento marcado en el segmento generación responde a la firma del contrato firmado con CAMMESA en el marco del PLAN GAS AR Ronda 5.2 a precios récord. Sin embargo, entre diciembre de 2023 y febrero de 2024 CAMMESA la Emisora registró importantes retrasos en los pagos por las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista. A fin de cancelar los saldos pendientes de pago, la Secretaría de Energía emitió las Resoluciones N° 58/2024 y 66/2024 mediante las cuales estableció un régimen especial de pagos excepcional, transitorio y único. Para más información, ver “*Riesgos relacionados con la Emisora – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, sus pagos de CAMMESA, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones*” en este Capítulo.

Cualquier demora significativa en los pagos por las ventas de gas a distribuidora o la interrupción de dichos pagos podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Ver “*Antecedentes Financieros – Reseña y perspectiva operativa y financiera – Tendencias relacionadas con el negocio del transporte y del gas – Precios del gas y subsidios*” y “*Información de la Emisora – Principales Clientes*” y “*Mercado Eléctrico Mayorista – Abastecimiento del segmento de Generación Eléctrica*” en este Prospecto.

Riesgos relacionados con la Emisora

Si bien la adquisición de CGC Energía S.A.U. aumentó significativamente el tamaño y alcance de las actividades de la Emisora, este Prospecto no incluye información financiera histórica de CGC Energía S.A.U., ni estado de resultados proforma.

Con efectos a partir del 30 de junio de 2021, se perfeccionó la adquisición por la Emisora de Sinopec Argentina Exploration and Production, Inc. (posteriormente CGC Energía S.A.U., y actualmente fusionada con la Emisora), la cual es titular de diversas áreas de explotación y exploración de petróleo y gas, de las cuales es operadora en su mayoría y se ubican en la cuenca del Golfo de San Jorge y la cuenca Cuyana.

La adquisición de CGC Energía S.A.U. no sólo implica un crecimiento significativo en términos de producción y recursos de la Emisora, sino que también equilibra la composición de los productos comercializados por la Emisora, ampliando sustancialmente la producción de crudo y líquidos y reduciendo la alta exposición de gas. Adicionalmente, la extensión del plazo de las concesiones de la cuenca del Golfo San Jorge de titularidad de CGC Energía S.A.U. otorgan mayor previsibilidad para el desarrollo de proyectos de mediano y largo plazo, ampliando las oportunidades de crecimiento de dicha cuenca.

Considerando que la adquisición de CGC Energía S.A.U. se perfeccionó el 30 de junio de 2021, la Emisora consolidó los resultados de CGC Energía S.A.U. sólo por el período de seis meses comprendido entre el 1° de julio de 2021 y el 31 de diciembre de 2021 para los Estados Financieros Anuales Auditados. En atención a lo expuesto, este Prospecto no incluye información financiera histórica de CGC Energía S.A.U., ni estado de resultados proforma correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 o al período intermedio de seis meses finalizado el 30 de junio de 2021.


Luis Villarreal
Subdelegado

Consecuentemente, el público inversor deberá tomar sus decisiones de inversión en valores negociables emitidos bajo este Régimen de Emisor Frecuente sin el beneficio de la información financiera histórica o proforma a los efectos de la comparabilidad de los mencionados.

Si la Emisora no es capaz de gestionar eficazmente su crecimiento, sus negocios y los resultados de sus operaciones podrían verse perjudicados.

Si bien la Emisora ha crecido considerablemente en los últimos años, la adquisición de CGC Energía S.A.U. presenta desafíos logísticos y de gestión para la Emisora. La Emisora se encuentra en proceso de desarrollo e implementación de la estructura operativa y de procesos y controles internos a efectos de asegurar la adecuada gestión de los activos adquiridos en razón de la compra de CGC Energía S.A.U. y su integración con los procesos y activos de la Emisora.

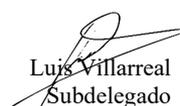
El crecimiento continuo, ya sea orgánicamente o a través de adquisiciones, genera demandas significativas para la gestión y la infraestructura operativa y financiera de la Emisora. A medida que la Emisora continúe creciendo, la Emisora estará sujeta a los riesgos de exceso de contratación, la sobrecompensación de sus empleados y la sobre-expansión de su infraestructura operativa, así como a los desafíos de la adaptación en forma adecuada y efectiva de su estructura operativa, procesos y controles internos. Además, los gastos de la Emisora pueden crecer más rápido que los ingresos y los gastos pueden ser mayores de lo que la Emisora ha estimado. La gestión del crecimiento de la Emisora va a requerir gastos importantes y la asignación de recursos de gestión de valor. Si no la Emisora no es capaz de alcanzar el nivel necesario de eficiencia en su organización a medida que crece, sus negocios y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados adversamente.

Las concesiones y permisos de la Emisora para la exploración y producción de petróleo y gas pueden ser revocados o no renovados, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los términos de las concesiones y permisos en el marco de los cuales operan la Emisora requieren que el operador cumpla con requisitos específicos y mantenga criterios mínimos de calidad y servicio, así como efectuar ciertas inversiones mínimas. La falta de cumplimiento de estos criterios podría resultar en la imposición de multas u otras medidas gubernamentales. Asimismo, en algunos casos, las concesiones o permisos de la Emisora podrían ser rescindidos o revocados. Si bien la Emisora entiende que cumple con los términos y condiciones de sus concesiones y permisos, no pueden asegurar que podrá cumplir íntegramente con los términos y condiciones de sus concesiones y permisos en el futuro.

La Ley de Hidrocarburos, modificada por la Ley N° 27.007, establece un plazo de 25 años para las concesiones de petróleo y gas a partir de la fecha de su adjudicación, de 35 años para las concesiones no convencionales y de 30 años para las concesiones *offshore*. También establece que los plazos de las concesiones pueden prorrogarse por períodos de hasta 10 años a solicitud de la Emisora con la aprobación del gobierno provincial, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante al momento de la extensión. A fin de ser elegible para la prórroga de una concesión, los concesionarios deben (i) haber cumplido con sus obligaciones, (ii) estar produciendo hidrocarburos en la concesión bajo consideración y (iii) presentar un plan de inversiones para el desarrollo de esas áreas según lo solicitado por las autoridades competentes con una antelación no menor a un año al vencimiento de la concesión. Ver “*Información de la Emisora - Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas*” de este Prospecto.

Sin perjuicio de que la mayoría sustancial de las concesiones y permisos de la Emisora han sido renovados u otorgados y tienen, como mínimo, 6 años de plazo de vigencia con anterioridad


Luis Villarreal
Subdelegado

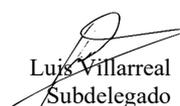
a su vencimiento, la Emisora no puede asegurar que en el futuro los plazos de las concesiones y permisos serán renovados, como resultado de la revisión por las autoridades correspondientes de los planes de inversión presentados por la Emisora a los efectos de la obtención de las renovaciones o de las concesiones o permisos, en su caso, o si requisitos adicionales serán requeridos para la prórroga u otorgamiento de las concesiones o permisos.

El otorgamiento de prórrogas del plazo de las concesiones de explotación o de los permisos de exploración podrían incrementar los costos de la Emisora, incluyendo pagos adicionales de regalías, de acuerdo a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, así como cánones a abonar a las provincias correspondientes. De conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos, las regalías a abonar bajo concesiones de explotación pueden aumentar en un 3% por cada prórroga otorgada, hasta un máximo de 18%. Bajo el acuerdo de prórroga por las concesiones de CGC Energía S.A.U. en la cuenca del Golfo San Jorge celebrado con fecha 17 de noviembre de 2021 entre CGC Energía S.A.U. y el Instituto de Energía de la Provincia de Santa Cruz, se estableció el pago de una regalía del 16%, lo que representa un aumento de un punto porcentual respecto a la anteriormente establecida. Para mayor información, ver *“Información de la Emisora - Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Pago de regalías y canon”* en este Prospecto. Generalmente, los cánones a abonar a las provincias por el otorgamiento de prórrogas a los plazos de los permisos de exploración o a las concesiones de explotación suelen negociarse caso por caso. La prórroga de las concesiones o de los permisos de exploración también puede imponer obligaciones adicionales a la Emisora, como por ejemplo el incremento de los compromisos mínimos de inversión, que también suelen negociarse con las provincias caso por caso.

Las actividades de exploración y producción de la Emisora en ciertas áreas se llevan a cabo con socios en virtud de uniones transitorias de empresas. Por ejemplo, en el área de Aguara Güe los socios de la Emisora y CGC Energía S.A.U. son los titulares de los derechos de la concesión. En la cuenca Cuyana, en las áreas La Ventana, Cajón de los Caballos y Río Tunuyán, CGC Energía S.A.U. es titular del 30%, 25% y el 30% de los derechos de la concesión, respectivamente, estando el remanente de ambas áreas en manos de los socios de CGC Energía S.A.U. La continuidad de las operaciones de la Emisora y CGC Energía S.A.U. en las áreas en que comparten la titularidad sobre las concesiones o no son titulares de las concesiones depende del cumplimiento por parte de sus socios, como titulares de las concesiones, de los términos y condiciones de dichas concesiones. La Emisora no puede garantizar que los socios de sus uniones transitorias, como titulares de las concesiones, cumplirán con todos los términos y condiciones de las concesiones en las que participa. Adicionalmente, la Emisora y algunos de los socios de sus uniones transitorias de empresas han celebrado acuerdos con los gobiernos provinciales, y asumido ciertos compromisos, como, por ejemplo, respecto de la concesión del área Aguara Güe que al día de la fecha de este Prospecto se encuentran totalmente cumplidos. Si la Emisora o alguno de nuestros socios en uniones transitorias de empresas incumplieran los términos y condiciones de dichos acuerdos, las concesiones de la Emisora o de los mencionados socios en el área Aguara Güe podrían revocarse y las futuras solicitudes de prórroga de los plazos de extensión de las concesiones podrían ser denegadas. La rescisión o revocación de las concesiones o la falta de obtención de prórrogas o permisos respecto de estas podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La Emisora no puede asegurar que el Estado Nacional efectúe en forma total y oportuna el pago de las compensaciones devengadas bajo los programas de estímulo y subsidios de los que la Emisora es, directa o indirectamente, beneficiaria. Ver *“Información de la Emisora – Marco*


Luis Villarreal
Subdelegado

regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas". Cualquier falta o demora en los pagos, o la realización de pagos no dinerarios (como bonos del Estado Nacional), expone a la Emisora a riesgos de iliquidez, depreciación e inflación.

Por otra parte, la Emisora no puede asegurar que, como resultado de futuros aumentos en los precios del gas, no se emitirá nueva normativa que impacte o afecte los programas de estímulo o subsidios de los que la Emisora es, directa o indirectamente, beneficiaria. Cualquier falta o demora en la realización de pagos, o la realización de pagos no dinerarios bajo dichos programas o subsidios, así como su suspensión o cancelación sin una política de precios competitivos, podrían generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Con fecha 16 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (y sus modificatorias y complementarias) por medio del cual se creó el Plan GasAr, un programa de estímulo aplicable a la producción de gas natural. En el marco de dicho programa, se licitó el suministro de ciertos volúmenes de gas, de los cuales la Emisora resultó adjudicataria. Por las condiciones del Plan GasAr, la Emisora no podía cobrar subsidios durante la vigencia de la Resolución N° 46/2017. A partir de la fecha de finalización del plan de subsidios de la Resolución N° 46/2017, es decir a partir de diciembre de 2021, la Emisora comenzó a cobrar los subsidios bajo el Plan GasAr y al día de la fecha de este Prospecto no registra montos adeudados por programas de estímulos o subsidios. No obstante, no puede asegurar que, debido a la crisis económica nacional e internacional, el Estado Nacional efectúe cambios en los subsidios.

Asimismo, desde octubre de 2021, la producción de CGC Energía S.A.U. se computará al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. En este contexto, desde octubre 2021, el volumen de inyección comprometido se elevó de 3,400 a 3,668 MMm³/d diarios. Desde octubre de 2021, la producción de CGC Energía S.A.U. se computará al cumplimiento de los compromisos de inyección asumidos por la Emisora en el marco del Plan GasAr. No es posible asegurar que el Estado Nacional no reducirá o modificará los programas de estímulo o los subsidios de los que es beneficiaria la Emisora, y de ocurrir ello podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Ver “*–Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular*” en esta Sección.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, sus pagos de CAMMESA, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene vigentes contratos de abastecimiento con CAMMESA para el suministro de gas natural a las generadoras eléctricas. Al 31 de diciembre de 2023, dichos contratos representaron el 18% de las ventas netas de la Emisora. Los pagos que CAMMESA efectúa a la Emisora en el marco de dichos contratos de abastecimiento dependen de los pagos que, a su vez, CAMMESA recibe de otros agentes del mercado regulado tales como las empresas de distribución de energía eléctrica, y del Estado Nacional.

Si bien durante 2021 y 2022 no se han registrado demoras en los pagos de CAMMESA como ocurrió en el pasado, durante el año 2023 CAMMESA ha tenido demoras a la hora de liberar pagos a los productores firmantes del Plan GasAr. Además, entre diciembre de 2023 y febrero de 2024, bajo la nueva administración, se registraron importantes atrasos generalizados en los pagos de CAMMESA, ascendiendo la deuda de esta última con la Compañía al 31 de marzo de 2024 a \$ 56.086 millones, de los cuales a dicha fecha se encontraban vencidos \$ 26.225 millones. A fin de cancelar dicho saldo, la Secretaría de Energía estableció mediante las Resoluciones 58/2024 y 66/2024 un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones


Luis Villarreal
Subdelegado

económicas del Mercado Eléctrico Mayorista de diciembre 2023, enero 2024 y febrero 2024, en el que se prevé cancelar los montos pendientes de pago de acuerdo con el siguiente esquema: (i) las liquidaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024 serán canceladas a los 10 días hábiles de la fecha en la que se formalicen los acuerdos entre CAMMESA y cada acreedor MEM, mediante la entrega de títulos públicos “Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038” (BONO USD 2038 L.A.), conforme la instrucción y metodología que dispondrá la Secretaría de Energía; y (ii) las liquidaciones correspondientes al mes de febrero de 2024 serán canceladas con fondos disponibles de CAMMESA por cobranzas y transferencias del Estado Nacional.

El 21 de mayo de 2024 la Emisora suscribió un acuerdo con CAMMESA en el sentido expuesto en el punto (i) del párrafo anterior con relación a las liquidaciones de diciembre de 2023 y enero de 2024, y a las 48 horas hábiles de concluido dicho acuerdo, recibiría las transferencias por los montos referidos en el punto (ii) del párrafo anterior. Al día de la fecha de este Prospecto, los pagos de CAMMESA se han regularizado.

La Emisora no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos en forma oportuna o si podrá efectuarlos en su totalidad, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación patrimonial.

La Emisora obtiene una porción significativa de sus ingresos de un número limitado de clientes y las pérdidas registradas por un cliente importante pueden tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

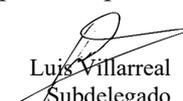
La Emisora, por sí y a través de su Subsidiaria, tiene una importante concentración de clientes, de modo que las dificultades económicas o cambios en las políticas o patrones de compra de petróleo crudo de sus clientes podrían tener un impacto significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Las ventas de petróleo que se realizan en el mercado externo están concentradas en dos clientes internacionales, Vitol S.A. y Trafigura PTE LTD. En el mercado local, las ventas se concentran principalmente en Raizen Argentina S.A.U. e YPF S.A. Las ventas de gas que se realizan en el mercado local se concentran principalmente en tres clientes: CAMMESA, en el caso del segmento usinas; Energía Argentina S.A., en el caso del segmento residencial; y en Aluar Aluminio Argentino S.A.I.C. en el caso del segmento industrial.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el 73% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora se realizaron a Raizen Argentina S.A.U., representando el 44% de sus ingresos netos; y el 11% se realizaron a Vitol S.A., lo que representa un 7% de sus ingresos netos.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el 65% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado regulado y el 35% en el mercado desregulado. Con respecto a las ventas de la Emisora (excluyendo los subsidios del Estado Nacional) en el mercado desregulado, 10% del volumen de gas natural fue vendido a Aluar Aluminio Argentino S.A.I.C., representando el 4% de los ingresos netos de la Emisora; y el 5% se realizaron a Rafael G. Albanesi S.A., lo que representa un 2% de los ingresos netos de la Emisora. La volatilidad en las ventas de gas de la Emisora en el mercado regulado en relación con el mercado desregulado se debe a los efectos de la estacionalidad de la demanda de gas.

Si bien la concentración de sus actividades en un número relativamente pequeño de clientes puede aportar ciertos beneficios, como una distribución del producto potencialmente más eficiente y menores costos de ventas y distribución, esta concentración, en particular en el segmento de petróleo crudo en el cual la Emisora tiene cuatro clientes principales, puede exponer


Luis Villarreal
Subdelegado

a la Emisora a un efecto significativo adverso si uno o más de sus grandes clientes redujera significativamente, suspendiera o dejara sin efecto las compras a la Emisora por cualquier motivo. Además, los clientes de la Emisora en el mercado de petróleo y en el mercado de desregulado de gas poseen suficiente poder de negociación para forzar reducción de precio por debajo de los precios de mercado. Por otra parte, retrasos en los pagos o la falta de pago por parte de los principales clientes de la Emisora podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones.

No obstante lo expuesto, la Emisora no puede asegurar que podrá continuar aplicando esta política de ventas a volúmenes y precios similares a largo plazo. La Emisora tampoco puede asegurar que podrá continuar comercializando sus productos petroleros a través de exportaciones, como lo ha hecho durante los tres últimos años, como política a largo plazo. Las exportaciones de petróleo excedente estarán atadas a los precios prevalecientes en el mercado internacional, los cuales actualmente son superiores a los precios del mercado local, pero no se puede asegurar que en el futuro no habrá una caída que pueda afectar sustancialmente las operaciones de la Emisora. Como resultado de ello, el negocio de la Emisora, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse material y adversamente afectadas. En cualquier caso, si la Emisora pudiera implementar con éxito estas alternativas estratégicas en el largo plazo, su implementación podría continuar requiriendo tiempo y, en consecuencia, podría tener un impacto significativo en los ingresos de la Emisora en el corto plazo.

El negocio de la Emisora exige importantes inversiones en activos de capital.

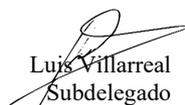
El negocio de la Emisora exige intensivamente inversiones en activos de capital. En particular, la exploración y el desarrollo de reservas de hidrocarburos; la producción, el procesamiento y mantenimiento de maquinaria y equipamiento requieren importantes inversiones. La Emisora debe continuar con la inversión de capital para mantener o aumentar la cantidad de reservas de hidrocarburos que produce. Adicionalmente, bajo el Plan GasAr y el Programa de Estímulo al Gas No Convencional, la Emisora debe cumplir con compromisos de inversión en las cuencas en las que produce bajo dichos programas. Si la Emisora no cumple con el plan de inversión mencionado, podría no ser capaz de obtener los montos correspondientes a los subsidios, bajo el mismo. Las capacidades de la Emisora para financiar sus propias inversiones en activos de capital son, sin embargo, limitadas. La Emisora no puede asegurar que sería capaz de generar suficiente flujo de efectivo, ni que vaya a tener acceso a alternativas de financiamiento para continuar con sus actividades de exploración, desarrollo y producción en los niveles actuales, o superarlos. Si la Emisora no puede cumplir con el plan de inversiones en activos de capital en sus áreas, podría no ser capaz de obtener el pago de los subsidios bajo el Plan GasAr que, como consecuencia, podría afectar adversamente su situación financiera y resultados de sus operaciones.

La falta de alternativas de financiación podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora, así como la implementación de su estrategia comercial.

Si la Emisora no logra obtener acceso a los mercados de crédito y de capitales locales o internacionales para financiar su plan de inversiones a costos razonables o en condiciones adecuadas, la Emisora puede verse obligada a reducir sus inversiones proyectadas e inversiones en bienes de capital, lo que a su vez puede afectar adversamente su situación financiera y los resultados de sus operaciones, así como la implementación de su estrategia comercial.

Asimismo, Argentina tiene una capacidad limitada para obtener financiamiento en los mercados internacionales. Esto puede tener un impacto directo en la posibilidad de la Emisora de acceder a mercados internacionales para financiar los gastos de capital.

La Emisora podría no lograr implementar su estrategia de negocios o alcanzar, en todo o en parte, en forma anticipada los beneficios de su actual plan de eficiencia y reducción de costos. La


Luis Villarreal
Subdelegado

estrategia de la Emisora de alcanzar la reducción de costos y optimizar sus operaciones se encuentra sujeta a contingencias e incertidumbres significativas, muchas de las cuales se encuentran fuera de su control. Además, la Emisora podría incurrir en ciertos costos para alcanzar mejoras de eficiencia y podrían no alcanzarse los beneficios de dichas iniciativas, o no lograrse dentro del plazo estipulado.

El nivel de endeudamiento de la Emisora puede afectar su flexibilidad al operar y desarrollar sus negocios y su capacidad de cumplir con sus obligaciones.

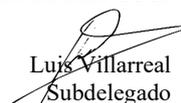
Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tiene una deuda financiera total de \$966.870,3 millones. El nivel de endeudamiento de la Emisora puede tener importantes consecuencias, incluyendo:

- hacer que sea más dificultoso para la Emisora generar flujos de fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones, especialmente en caso de incumplimiento bajo alguno de sus instrumentos de deuda;
- limitar los flujos de fondos disponibles para financiar sus requerimientos de capital de trabajo, inversiones en bienes de capital y otros requerimientos societarios en general;
- aumentar la vulnerabilidad de la Emisora a condiciones generales económicas y de la industria adversas, incluyendo aumentos en las tasas de interés, fluctuaciones en el tipo de cambio y volatilidad del mercado;
- limitar la capacidad de la Emisora de obtener financiamiento adicional para reestructurar o refinanciar deuda o para financiar requerimientos futuros de capital de trabajo, inversiones en bienes de capital u otros requerimientos societarios en general y adquisiciones, ya sea en términos favorables o efectivamente hacerlo;
- limitar la flexibilidad de la Emisora en el planeamiento de, o la reacción a, cambios en sus actividades y su industria; y/o
- colocar a la Emisora en situación de desventaja competitiva frente a sus competidores con menores niveles de endeudamiento.

Por otra parte, puede que la Emisora incurra en deuda adicional en el futuro. Si la Emisora incurre en deuda adicional podrían exacerbarse los riesgos detallados precedentemente.

Asimismo, cualquier cambio en los criterios de determinación de las tasas de interés o la discontinuación de la publicación de las tasas de referencia (como ha ocurrido, por ejemplo, con la discontinuación de la publicación de los valores de referencia de la tasa “LIBOR” conforme lo informado por *ICE Benchmark Administration Limited* en marzo de 2021) aplicables a la deuda financiera de la Emisora podría tener un efecto significativo en su situación financiera. Si bien a la fecha de este Prospecto la Emisora no estima que habrá variaciones significativas en sus tasas de referencia (en efecto, no tiene riesgo de exposición a tasa “LIBOR”), no puede asegurarse que en el futuro no puedan producirse cambios en los criterios de determinación de estos valores que puedan afectar la situación financiera de la Emisora.

Adicionalmente, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en las Obligaciones Negociables Clase 17 y el Préstamo Sindicado en Dólares 2023, la Emisora debe cumplir con ciertas restricciones vinculadas a endeudamiento, pagos restringidos (incluyendo dividendos), constitución de gravámenes, entre otras. Si la Emisora no genera flujos de fondos suficientes, puede que no pueda alcanzar los coeficientes financieros requeridos y que no cumpla con el pago de su deuda. La capacidad de la Emisora de cumplir con ciertos coeficientes financieros establecidos en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables Clase 17 y el Préstamo Sindicado en Dólares 2023, y otros instrumentos de deuda dependerá de su capacidad de generar flujos de fondos suficientes para alcanzar dichos coeficientes y pagar su deuda. Si la


Luis Villarreal
Subdelegado

Emisora no genera flujos de fondos suficientes, puede que no pueda alcanzar los coeficientes financieros requeridos y que no cumpla con el pago de su deuda. Para mayor información véase las secciones “*Antecedentes Financieros – Capitalización y Endeudamiento*” y “*Políticas de la Emisora – Política de Dividendos y Agentes Pagadores*” de este Prospecto y “*–La falta de financiamiento para las compañías argentinas, debido a la reestructuración de la deuda externa e interna del Estado Nacional, podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora*” en este capítulo.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la contratación y mantenimiento de sus empleados clave.

El desempeño actual y futuro de la Emisora y de sus operaciones dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de sus ingenieros y empleados altamente calificados. La Emisora depende de su capacidad de contratar, capacitar, motivar y retener al personal gerencial, comercial y técnico clave que cuente con los conocimientos y experiencia necesarios. No puede garantizarse que en el futuro la Emisora tendrá éxito en retener y contratar personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que se retire podría ser dificultoso y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y servicios de empleados clave o la incapacidad de contratar reemplazantes aptos o personal adicional podría tener un efecto significativamente adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La relación de la Emisora con las autoridades nacionales y provinciales, en particular, con la Provincia de Santa Cruz, es importante para su negocio.

Debido a la naturaleza de sus negocios, la Emisora mantiene una amplia relación con las autoridades nacionales y provinciales en los lugares donde lleva a cabo sus actividades, en particular en la Provincia de Santa Cruz, donde se localizan sustancialmente las operaciones de la Emisora. A pesar de que la Emisora considera que tiene buenas relaciones con las autoridades correspondientes, estas relaciones podrían verse adversamente afectadas en el futuro, lo que podría afectar negativamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o demorar el otorgamiento de las solicitudes de prórroga presentadas por la Emisora o las que se presenten en el futuro, o imponer en forma imprevista o desproporcionada mayores cánones u obligaciones adicionales significativas para la Emisora al momento de negociar la prórroga de sus permisos de exploración o concesiones de explotación.

Las disputas con superficiarios y comunidades que habitan las áreas que operan la Emisora podrían causar demoras, aumentos de costos o pérdidas.

El acceso a las áreas en las que opera la Emisora requiere la celebración de acuerdos con los superficiarios y las comunidades que habitan la zona (como el otorgamiento de derechos de servidumbres de paso y autorizaciones de acceso). Si la Emisora no lograra negociar con los superficiarios dichos acuerdos, la Emisora podría requerir judicialmente el acceso a las áreas, no obstante, las demoras de dicho trámite podrían afectar los niveles de producción de petróleo y gas, así como podrían causar demoras en el progreso de las operaciones en dichas áreas y resultar en costos o pérdidas adicionales.

No puede asegurarse que los eventuales conflictos con superficiarios o comunidades no afectará la producción o demorará las operaciones de la Emisora. Tampoco puede asegurar que los acuerdos con los superficiarios no requerirán en el futuro que la Emisora incurra en costos adicionales. Estas situaciones podrían afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Las comunidades locales podrían también efectuar tomas o protestas que restrinjan el acceso a las áreas en las que opera la Emisora, lo que podría generar un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los


Luis Villarreal
Subdelegado

resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora ha soportado y podría continuar soportando medidas de fuerza de parte de los sindicatos de trabajadores.

Muchas de las operaciones de la Emisora requiere de una intensa mano de obra y gran cantidad de trabajadores. Los sectores en los que opera la Emisora se encuentran en su mayoría agrupados en sindicatos. Al 31 de diciembre de 2023, aproximadamente el 53% de la totalidad de los empleados de la Emisora pertenecían al Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia Austral (CCT 611/10). La Emisora ha experimentado en el pasado interrupciones de trabajo organizadas y paros laborales, debido frecuentemente a huelgas de los empleados de los contratistas que utiliza. No puede garantizarse que no experimentarán tales suspensiones o paros laborales en el futuro, medidas que podrían tener un efecto adverso en su situación financiera y los resultados de las operaciones. Asimismo, la Emisora no mantiene una cobertura de seguro por interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores. Huelgas, piquetes u otro tipo de conflictos con el personal afiliado a los sindicatos podrían afectar las operaciones de la Emisora y resultar en mayores costos, con un efecto adverso sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

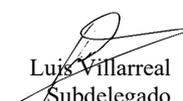
La Emisora podría estar sujeta a reclamos laborales y de seguridad social o deudas relativas a la tercerización de los servicios prestados por terceros contratistas.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía 752 empleados. Además, más de 3.911 personas son empleadas por terceros contratistas que prestan servicios a la Emisora. De acuerdo con la ley argentina, se permite la tercerización de los servicios prestados mediante la contratación de terceros contratistas. En ciertas circunstancias, los tribunales argentinos han determinado que el contratista y la compañía para la que se proveen los servicios son solidariamente responsables por cualquier reclamo o deuda laboral o de seguridad social. Si bien la Emisora considera que se encuentra en general en cumplimiento de las leyes laborales y de seguridad social de Argentina, no puede garantizarse que cualquier procedimiento iniciado por los empleados de los contratistas se resolverá a favor de la Emisora y que la misma no estará sujeta a reclamos o deudas laborales o de seguridad social.

La Emisora podría incurrir en significativos costos y obligaciones vinculados a cuestiones ambientales, de salud y de seguridad.

Las operaciones en las que la Emisora participa se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes ambientales, de salud y de seguridad. Estas leyes y regulaciones poseen un impacto significativo sobre las operaciones de la Emisora y podría provocar efectos adversos sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Las regulaciones y jurisprudencia en materia ambiental, de seguridad y salud y en la Argentina se desarrollan a un ritmo rápido y no pueden brindarse garantías de que no aumentarán los costos vinculados a los negocios y a las potenciales contingencias, incluyendo las actividades planificadas de perforación y explotación de reservas de petróleo y gas no convencionales. Adicionalmente, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando la adopción de nuevas exigencias reglamentarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, tales como impuestos sobre el carbono, el aumento de los estándares de eficiencia, o la adopción de limitaciones y regulaciones de comercio. Además, si se adoptaran requisitos adicionales en la Argentina, estos requisitos podrían hacer que los productos de la Emisora sean más caros, así como provocar un cambio en la demanda hacia las fuentes de hidrocarburos relativamente más bajos en carbono como las energías renovables.


Luis Villarreal
Subdelegado

Argentina ha adoptado reglamentaciones que exigirán el cumplimiento de normas ambientales más estrictas respecto de las operaciones de la Emisora y las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia una aplicación más estricta de las leyes existentes, lo que podría aumentar el costo para la Emisora de operar comercialmente o afectar sus operaciones en cualquier área. No puede garantizarse que la Emisora no incurrirá en costos adicionales en relación con leyes y reglamentaciones ambientales en el futuro. En la medida en que para cumplir con dichas leyes y reglamentaciones ambientales la Emisora incurra en costos que superen sus gastos históricos en estos rubros, o que su cumplimiento exija una disminución de los niveles de producción de la Emisora, ello podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La regulación ambiental podría afectar adversamente la situación financiera y las operaciones de la Emisora, y el incumplimiento de dichas regulaciones podría resultar en la imposición de multas significativas o el incumplimiento de obligaciones importantes.

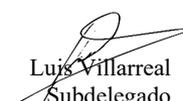
La Emisora se encuentra sujeta a leyes y reglamentaciones ambientales en relación con sus operaciones, el incumplimiento de las cuales podría resultar en la imposición de multas o el incumplimiento de obligaciones importantes. Las operaciones de la Emisora involucran ciertos riesgos inherentes a las mismas, tales como derrames accidentales, fugas u otras circunstancias imprevistas. La Emisora puede no estar en condiciones de cumplir en todo momento con esas leyes y reglamentaciones ambientales. De acuerdo con lo previsto por la legislación argentina se debe solicitar, con anterioridad al inicio de la perforación, la declaración de impacto ambiental para cualquier pozo que se planea perforar.

El incumplimiento de esta regulación podría exponer a la Emisora a sanciones que podrían consistir en: (i) multa desde \$1.000 hasta \$2 millones; (ii) suspensión total o parcial o terminación de la concesión en esas áreas; (iii) cierre total o parcial del pozo relevante; (iv) remediación de los medioambientes afectados; y (v) destrucción de bienes que hayan sido causa o instrumento de la infracción e impliquen un daño o peligro para el ambiente.

Adicionalmente, en virtud del acuerdo concretado con la Provincia de Santa Cruz para la extensión del plazo de vigencia de las concesiones de CGC Energía S.A.U., CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) se comprometió a la remediación y tratamiento de las piletas ubicadas dentro de las áreas comprendidas en las concesiones que se hayan categorizado como de media o alta afectación conforme la clasificación otorgada en el inventario realizado a los fines del acuerdo, independientemente de si eran o no responsabilidad de CGC Energía S.A.U. El incumplimiento de esta obligación de saneamiento podría exponer a CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) a las consecuencias descritas en el párrafo anterior.

La Emisora está sujeta al riesgo de ciertos procedimientos legales.

La Emisora es parte de una serie de procedimientos de índole laboral, comercial, civil, impositiva, ambiental y administrativa que, ya sea en forma individual o conjuntamente con otros procedimientos podrían, de obtenerse una resolución total o parcialmente desfavorable para la Emisora, redundar en la imposición de costos, multas, pago de sumas previstas en sentencias u otras pérdidas significativas. Para mayor información véase la Sección “*Información de la Emisora – Procedimientos Legales*” de este Prospecto. Si bien la Emisora considera que han provisionado tales riesgos adecuadamente basándose en las opiniones y el asesoramiento legal externo y de acuerdo con las normas contables, ciertas pérdidas contingentes se encuentran sujetas a cambios provenientes, por ejemplo, de nueva información disponible y es posible que los costos provocados por tales riesgos, si fueran resueltos de forma total o parcialmente desfavorable para la Emisora, podrían exceder significativamente las provisiones efectuadas.


Luis Villarreal
Subdelegado

La falta de disponibilidad de seguros y el aumento de los costos de los seguros podrían afectar adversamente las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Las operaciones de la Emisora se encuentran sujetas a diversos peligros habituales en el sector del petróleo y gas y del transporte de gas, tales como explosiones, incendios, emisiones tóxicas y otros accidentes relacionados con la contaminación, accidentes marítimos y catástrofes naturales. Para protegerse de estos peligros, la Emisora mantiene una cobertura de seguros contra algunas de estas pérdidas y obligaciones potenciales, pero no contra la totalidad de ellas. Es posible que la Emisora 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 en Argentina o existir sólo por montos de cobertura reducidos. Si la Emisora incurriera en una responsabilidad significativa respecto de la que no estuviera asegurada en forma total, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación financiera.

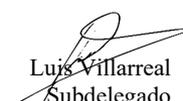
El programa de seguros de la Emisora incluye una cantidad de compañías aseguradoras. Los problemas en los mercados financieros globales han resultado en el deterioro de la situación financiera de muchas entidades financieras, incluyendo compañías de seguros. La Emisora no maneja actualmente información que indique que alguna de sus aseguradoras no estaría en condiciones de cumplir con sus obligaciones en caso de ocurrir un siniestro cubierto. No obstante, si la Emisora no pudiera obtener un seguro o si su costo de mantenimiento aumentara sustancialmente, la Emisora estaría asumiendo más riesgos sin cobertura en sus operaciones o sus gastos totales correspondientes a seguros podrían aumentar sustancialmente.

La Emisora lleva adelante una parte de sus operaciones a través de uniones transitorias de empresas y la imposibilidad de continuar con dichas uniones transitorias o de resolver cualquier discrepancia significativa con sus socios podría tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Emisora lleva adelante una parte de sus operaciones a través de uniones transitorias de empresas y, como resultado de ello, la permanencia de esas uniones transitorias es vital para el éxito de la Emisora. La Emisora tiene actualmente una participación del 87% en las uniones transitorias de empresas para la exploración y explotación de las áreas Estancia Chiripá y Glencross, respectivamente, y una participación minoritaria en la reunión transitoria de empresas para la exploración y explotación del área de Aguaragüe. A su vez, tiene un 25% de participación en Cajón de los Caballos y un 30% de participación en las áreas La Ventana y Río Tunuyán, respectivamente.

Si cualquiera de los socios de la Emisora decidiera finalizar su relación con la misma en cualquiera de dichas uniones transitorias de empresas o vender su participación en ellas, la Emisora podría no poder reemplazar a su socio, o podría no obtener el financiamiento necesario para comprar la participación de su socio o aumentar su participación en nuevas áreas de exploración o producción que le permitan reemplazar los contratos de unión transitoria existentes. La falta de continuación de alguna de las uniones transitorias de empresas de la Emisora o de resolución de las discrepancias con sus socios podría afectar adversamente su capacidad de llevar adelante las actividades objeto de estas, lo que a su vez afectaría negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Por otra parte, cuando la Emisora celebra un contrato de unión transitoria de empresas para la exploración y producción de hidrocarburos en un área determinada, la misma puede comprometerse a realizar ciertas inversiones. Si la Emisora no cumple con la realización de estas inversiones, puede incurrir en incumplimiento de sus obligaciones bajo sus contratos de unión transitoria y perder sus derechos de participación en las áreas cubiertas por dichos contratos de unión transitoria.


Luis Villarreal
Subdelegado

La Emisora no es el socio operador en todas las uniones transitorias de empresas en las que participa, y las medidas adoptadas por los operadores en dichas uniones transitorias podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Emisora lleva adelante algunas de sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante uniones transitorias de empresas. Bajo estos contratos, se le confiere a una de las partes el rol de operador de la unión transitoria de empresas, asumiendo así la responsabilidad de ejecutar todas las actividades que desarrolla la agrupación. La Emisora no siempre asume el rol de operador y por lo tanto, en el caso de las áreas Aguaragüe, Cajón de los Caballos, La Ventana y Río Tunuyán están expuestas a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas adoptadas por el operador para llevar adelante las actividades.

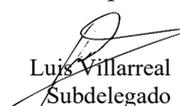
Si bien la Emisora procura asegurar que las normas operativas de sus co-inversionistas estén de acuerdo con sus normas operativas, la Emisora tiene un control limitado o ningún control sobre la operación de estas áreas y gasoductos. Dichas medidas podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas uniones transitorias y filiales y por lo tanto afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y su Subsidiaria.

Es posible que la Emisora no pueda realizar adquisiciones exitosas.

Parte de la estrategia de la Emisora consiste en evaluar oportunidades de adquisición estratégica para expandir sus operaciones y presencia geográfica. Es posible que la Emisora no pueda identificar oportunidades de adquisición relevantes o, en caso de hacerlo, puede que pague de más por dichas adquisiciones o que no pueda negociar términos y condiciones aceptables para la Emisora. También es posible que la Emisora enfrente dificultades para obtener financiamiento para pagar las adquisiciones. Además, es posible que la Emisora no pueda obtener permisos de autoridades regulatorias, incluidos los de defensa de la competencia, necesarios para perfeccionar las adquisiciones. Es más, incluso si la Emisora logra perfeccionar una adquisición de manera exitosa, podría encontrar obstáculos para integrar el negocio adquirido de manera efectiva y redituable con sus operaciones. La integración de una adquisición incluye una serie de factores que pueden afectar las operaciones de la Emisora, incluido el desvío de atención de la gerencia, las dificultades para retener personal y el ingreso en mercados desconocidos. Es posible que los negocios adquiridos no alcancen los niveles de productividad anticipados o que no actúen como se esperaba. Además, es posible que existan pasivos ocultos relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, impositivas, penales o ambientales, incurridos por los negocios que adquirimos como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que no puedan identificarse o que no puedan ser debidamente compensados según los acuerdos de adquisición con los vendedores de tales negocios, en cuyo caso la situación financiera y los resultados operativos de la Emisora se verían afectados de manera negativa y adversa. Incluso si los vendedores asumen dichos pasivos, la Emisora podría tener dificultades en hacer cumplir sus derechos contractuales o de otra índole. La Emisora no puede asegurar que las futuras adquisiciones cumplan con sus objetivos estratégicos.

Southern Cone Foundation ejerce el control de los asuntos y políticas de la Emisora y su grupo económico, y sus intereses pueden ser diferentes de los suyos.

Southern Cone Foundation es titular, indirectamente, del 70% de las acciones ordinarias de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que los intereses de Southern Cone Foundation no serán contrarios a los suyos. Southern Cone Foundation tiene la facultad de determinar el resultado de sustancialmente todas las cuestiones sometidas al voto de los accionistas de la Emisora y del Directorio y por ende ejerce el control de las políticas comerciales y asuntos de la Emisora y su grupo económico, incluyendo los siguientes: designación de la mayoría del Directorio y, como resultado de ello, de la mayor parte de las determinaciones del Directorio de la Emisora respecto


Luis Villarreal
Subdelegado

de su dirección comercial y políticas, incluyendo la designación y remoción de sus funcionarios; las decisiones relativas a adquisiciones, ventas y disposiciones de activos; el pago de dividendos y la realización de otras distribuciones y el monto de los mismos; y el monto de financiación de deuda a ser incurrida. Para mayor información, véase la Sección “Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas” de este Prospecto.

La Emisora podría verse afectada por violaciones a las leyes y regulaciones de defensa de la competencia, anticorrupción, y de prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo, y otras regulaciones en la materia, que podrían dañar la reputación y tener un efecto adverso en el negocio de la Emisora y su grupo económico.

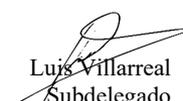
La Emisora se encuentra sujeta a leyes de defensa de la competencia, anticorrupción y de prevención del lavado de dinero. Si bien la Emisora mantiene políticas y procesos que buscan cumplir con dichas normas, incluyendo la revisión del control interno a los reportes financieros, la Emisora no puede asegurar que las políticas y procesos de debida diligencia puedan evitar actos intencionados, imprudentes o negligentes cometidos por los funcionarios o trabajadores de la Emisora y/o su grupo económico. Si los funcionarios o trabajadores de la Emisora y/o su grupo económico no cumplen con alguna de estas leyes de defensa de la competencia, anticorrupción y de prevención del lavado de dinero, podrían ser sujetos de sanciones penales, civiles o administrativas u otros remedios, que podrían tener un efecto material adverso en el negocio, condición financiera, resultados de las operaciones y perspectivas de la Emisora y su grupo económico.

En particular, la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas prevé la responsabilidad penal de las personas jurídicas por delitos contra la administración pública y soborno transnacional, cometido por, entre otros, por sus apoderados, directores, autoridades, trabajadores o representantes. En este sentido, una compañía podría ser considerada responsable y sujeta a multas y/o suspensiones en sus actividades, si dichos delitos han sido cometidos, directa o indirectamente, en su nombre o interés con motivo de un control ineficiente por parte de la compañía, y la compañía haya obtenido o haya podido obtener un beneficio por la comisión de dicho delito. Adicionalmente, el Régimen de Extinción del Dominio establecido por el Poder Ejecutivo Nacional prevé la incautación de los activos adquiridos con el producido de delitos de corrupción. Estos procedimientos pueden dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto material adverso en la reputación, negocio, condición financiera y resultados de operaciones de la Emisora y su grupo económico.

El endeudamiento financiero externo y la deuda denominada en moneda extranjera de la Emisora con acceso al mercado de cambios podrían verse afectados por disposiciones cambiarias del Banco Central.

De conformidad con lo dispuesto por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios, los endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, y cuyos vencimientos de amortizaciones encuadren en los plazos exigidos por la norma referida (a la fecha, hasta el 31 de diciembre de 2023), deben ser refinanciados bajo determinadas condiciones a efectos de que el Banco Central otorgue acceso al mercado local de cambios para el pago de dichas amortizaciones.

Si bien a la fecha de este Prospecto la Emisora no registra vencimientos de capital afectados por la normativa del Banco Central, y al día de la fecha este plazo aún no ha sido prolongado, la Emisora no puede garantizar que el Banco Central no extenderá la vigencia de dicha restricción o emitirá en el futuro otras regulaciones con efectos similares a los previstos por dicha norma y que, en consecuencia, obliguen a refinanciar la deuda financiera externa de la Emisora. Para más información, ver la sección “Información Adicional – Control de Cambios” en este Prospecto.


Luis Villarreal
Subdelegado

Riesgos relacionados con las inversiones de la Emisora en la industria del transporte de gas

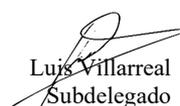
Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa han experimentado pérdidas significativas en el pasado y pueden continuar teniendo pérdidas en el futuro.

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa, han sido adversamente afectadas por diversos factores, tales como el aumento de costos, la alta inflación, el congelamiento y la pesificación de sus tarifas, las fluctuaciones del tipo de cambio debido a la depreciación del peso frente al dólar, y las regulaciones en Argentina aplicables al sector, incluidas las restricciones al aumento de las tarifas y restricciones a la exportación desde la crisis económica de 2001-2002 del país. TGN y TGM, dos compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa, han experimentado pérdidas significativas en los últimos años con motivo de dichos factores. La Emisora no puede asegurar que las compañías de transporte de gas en las que participa, no se verán adversamente afectadas por motivos similares en el futuro. Adicionalmente, tampoco puede asegurarse que TGN y TGM serán capaces de revertir estas pérdidas en el futuro. Además, la Emisora no puede asegurar que estas compañías de transporte de gas en las que participa no se enfrentarán a un procedimiento de quiebra o de reestructuración, como TGN se ha enfrentado en el pasado reciente. La ocurrencia de cualquiera de los eventos indicados precedentemente podría resultar en la pérdida parcial o total de las inversiones de la Emisora.

A fines de 2019, la Ley de Solidaridad declaró la emergencia económica y tarifaria y el consecuente congelamiento de las tarifas de transporte de gas por un plazo inicial de 180 días, que fue sucesivamente prorrogado hasta el 25 de marzo de 2021, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes de la Nueva Revisión Tarifaria Integral, lo que ocurriese primero. El proceso de renegociación de la Nueva Revisión Tarifaria Integral fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a tres años (conforme la prórroga dispuesta por el Decreto N° 815/2022), y facultándose a dichos organismo para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional.

El 18 de febrero de 2022, TGN celebró con el Ministerio de Economía y con el ENARGAS un acuerdo transitorio que estableció un aumento de tarifas de transporte del 60% a partir del mes de marzo de 2022 (“el **Acuerdo Transitorio 2022**”). Dicho acuerdo, que mantendrá vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contempla inversiones obligatorias, pero establece; (i) que TGN deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de TGN) excepto autorización previa del ENARGAS, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante Gasinvest S.A. (“**Gasinvest**”) se comprometen a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Solidaridad. El Acuerdo Transitorio 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022 a partir de su ratificación por el Decreto N° 91/22 del PEN y mediante la Resolución N° 59/22 del ENARGAS de fecha 23 de febrero de 2022, que aprobó los cuadros tarifarios de transición a partir del 1° de marzo de 2022. Para mayor información ver “–*Riesgos relacionados con la Argentina – Los acontecimientos políticos de Argentina podrían afectar adversamente la economía argentina y el sector energético en particular*” y “*Antecedentes Financieros – Reseña y perspectiva operativa y financiera – Tendencias relacionadas con el negocio del transporte y del gas – Precios del gas y subsidios*” en este Prospecto.

Recientemente, mediante su Resolución N° 17/2023 la Secretaría de Energía aprobó la solicitud de autorización presentada por TGN para construir, instalar, ejecutar y financiar con fondos propios, o contrayendo deuda financiera, obras sobre el gasoducto Norte, a fin de aumentar


Luis Villarreal
Subdelegado

la capacidad de reversión del sentido de su flujo, y que dichas obras se contemplen en la próxima adecuación tarifaria de transición ordenada por el Decreto N° 815/2022. A esos fines, previo a la suscripción de la adenda al Acuerdo Transitorio 2022, TGN deberá presentar al ENARGAS su propuesta de obras.

A su vez, en marzo de 2024, la Secretaría de Energía aprobó los precios del gas natural que estarán vigentes para 2024, uno de los componentes de las facturas que deberán ser abonadas y trasladadas a los usuarios por las distribuidoras. El aumento determinado para el precio del producto está en torno al 178%, y se estima que su incidencia en el precio final que paga el consumidor residencial será de poco más del 46%. Esta suba se empezará a aplicar a partir de los consumos de abril de 2024.

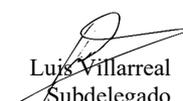
Si bien algunos de los aumentos tarifarios aprobados por la administración actual han mejorado levemente la situación financiera de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa, los congelamientos de tarifas resueltos en el pasado han tenido un efecto significativamente adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa. La Emisora no puede asegurar que los aumentos en la tarifa del transporte de gas dispuestos por la administración actual o los que potencialmente dicte la futura administración serán suficientes, o si se dictarán nuevos congelamientos tarifarios que posiblemente contribuyan a provocar pérdidas significativas en las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa. Adicionalmente, una significativa inflación o depreciación del peso sin ajuste adecuado de las tarifas de transporte de gas, las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa continuarán siendo afectadas negativamente debido a las restricciones de precios actuales.

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa han perdido una parte significativa de sus ingresos de los contratos de transporte para la exportación de gas natural.

Como consecuencia de las medidas impuestas desde 2004 por el Estado Nacional para restringir la exportación de gas natural a fin de satisfacer la demanda interna, el volumen de exportaciones ha disminuido significativamente. Las tarifas de exportación de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa están denominadas en dólares estadounidenses y son ajustadas por inflación. Sin embargo, sus tarifas de transporte internas están denominadas en pesos y no son ajustadas por inflación. En el caso de TGN, ciertos clientes dejaron de abonar sus tarifas e iniciaron acciones legales para rescindir los contratos de transporte vigentes. Adicionalmente, TGN celebró acuerdos transaccionales que modificaron o terminaron contratos preexistentes con algunos de sus clientes. Si bien TGN ha obtenido pagos en concepto de compensación por la rescisión temprana y/o reducción de parte de la capacidad contratada, en virtud de esos acuerdos transaccionales, TGN ya no cobrará los ingresos futuros acordados.

Por su parte, GasAndes también ha celebrado acuerdos transaccionales que modificaron las condiciones o dieron por finalizados contratos preexistentes con ciertos clientes. Debido a las restricciones a la exportación establecidas por la anterior administración y para satisfacer la demanda chilena de gas natural, las compañías de transporte de gas chilenas construyeron una terminal de regasificación en Bahía de Quintero que comenzó sus operaciones en 2009.

Si bien las restricciones a las exportaciones han sido flexibilizadas con motivo de medidas adoptadas por la administración actual en el marco del Plan GasAr, la Emisora no puede asegurar que de imponerse nuevas restricciones en el futuro, las compañías de transporte de gas en las que participa podrán exportar cantidades significativas de gas en el futuro, lo que podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de dichas compañías.


Luis Villarreal
Subdelegado

El negocio de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa depende del mantenimiento de sus licencias, que se encuentra sujeta a revocación bajo determinadas circunstancias.

Las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa desarrollan su actividad en virtud de licencias, que autorizan a prestar servicios de transporte de gas a través del uso exclusivo de sus respectivos sistemas de gasoductos. Estas licencias y reglamentos promulgados en virtud de la Ley de Gas Natural contienen requisitos relativos a la calidad del servicio e inversiones en bienes de capital, restricciones a la transferencia y gravamen de los bienes, la propiedad cruzada de las empresas implicadas en la producción, transmisión y distribución de gas y transferencia de acciones de CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora). Si las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa no cumplieran con alguno de estos requisitos o restricciones, su licencia podría ser revocada por el Estado Nacional según recomendación del ENARGAS.

La capacidad de transporte de gas de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa podría verse afectada.

La actividad de las compañías de transporte de gas en las que la Emisora participa depende de su capacidad de transportar grandes volúmenes de gas natural por largas distancias a través de su sistema de gasoductos de alta presión. A la fecha de este Prospecto, los gasoductos de TGN y GasAndes Argentina operan casi al límite de su capacidad. La situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse adversamente afectados si un accidente u otro problema en sus instalaciones de transporte provocaran una reducción de la capacidad de transmisión y, como resultado de ello, las entregas debieran ser restringidas o interrumpidas.

La imposibilidad de las compañías de transporte en las que participa la Emisora de renovar sus contratos de transporte en firme podría afectar adversamente su negocio, el resultado de sus operaciones, su situación financiera.

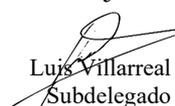
La Emisora no puede asegurar que sus subsidiarias de transporte de gas podrán renovar total o parcialmente los contratos de transporte en firme que actualmente tienen vigentes, ni si podrán mantener las mismas rutas y clientes. Los términos y condiciones de dichos contratos varían según distintos factores. Si las subsidiarias de transporte de gas de la Emisora no pudieran renovar sus contratos de transporte en firme, ello podría afectar adversamente su negocio, el resultado de sus operaciones, su situación financiera, lo que, a su vez, generaría un efecto significativo adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con los negocios de la Emisora en Venezuela

Las condiciones políticas, sociales y económicas de Venezuela podrían afectar adversamente las operaciones de la Emisora en Venezuela y la posibilidad de que no sean distribuidos dividendos a la subsidiaria de la Emisora en Venezuela.

La Emisora lleva a cabo actividades productivas a través de su subsidiaria, Petronado, en la cual tiene una participación equivalente al 26% de su capital social. Estas actividades dependen, en diferentes grados, de las condiciones económicas, políticas y sociales de Venezuela.

Venezuela tiene una historia de malestar social que podrá continuar en el futuro. A su vez, desde el 2017 se encuentra atravesando una severa crisis política y económica, y el gobierno de Estados Unidos ha impuesto sanciones al gobierno venezolano y a personas y entidades relacionadas, como el Banco Central de Venezuela y Petróleos de Venezuela S.A. La crisis política producto de la disputa por la presidencia entre Juan Guaidó y Nicolás Maduro, escalaron el riesgo de malestar social, conflicto armado, y otras acciones perjudiciales para el país, como la imposición de mayores sanciones al gobierno venezolano por parte de gobiernos extranjeros.


Luis Villarreal
Subdelegado

Durante 2020, la caída en los precios internacionales del petróleo, la principal exportación de Venezuela, acentuó las deterioradas condiciones económicas del país, lo que incrementa los riesgos de la Emisora relacionados con sus operaciones en Venezuela. Si bien esta situación fue revertida durante el año 2021, y a principios del año 2022 los precios internacionales del petróleo escalaron como consecuencia del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia, Venezuela no ha podido aprovechar esta situación debido a las sanciones internacionales que tiene en su contra, situación que se ha agravado debido a su alianza estratégica para distintas cuestiones comerciales con Rusia, como por ejemplo para los giros de divisas que recibe por sus exportaciones de petróleo crudo. Todas estas cuestiones han tenido un efecto material adverso sobre el negocio de Petronado y, a su vez, en las inversiones de la Emisora y la capacidad de recibir dividendos desde Petronado.

Petronado se encuentra sujeta a intensos controles de cambio que imposibilitan el giro de divisas al exterior desde el mes de febrero de 2003. En efecto, actualmente hay una extensa regulación de controles de cambio que han derivado en el surgimiento de diversos tipos de cambio. Estas normas cambiarias restringen las posibilidades de Petronado de acceder al mercado de cambios y girar dividendos fuera de Venezuela. Actualmente, todos los pagos de capital en dólares estadounidenses, incluidos dividendos, deben ser aprobados por el Centro de Comercio Exterior de Venezuela. Además, en 2017, se dictó en Venezuela la Ley Constitucional de Inversión Extranjera. Dicha ley establece los requisitos y limitaciones para el pago de dividendos y la repatriación de inversiones externas. Asimismo, establece el importe mínimo de inversión que debe registrarse ante el Ministerio Popular para el Comercio Exterior y las Inversiones Extranjeras, limita el acceso a financiamiento interno, modifica el criterio para la recepción de inversiones extranjeras y crea un nuevo sistema de penalidades para aquellos que no cumplan con las disposiciones de la ley.

Como consecuencia de ello, Petronado no ha podido pagar dividendos desde el año 2008 y, al 31 de diciembre de 2023, adeuda a la Emisora una suma de \$4.449,7 millones, en concepto de dividendos declarados, pero no pagados. Debido a la falta de pago, la Emisora tiene reconocido al 31 de diciembre de 2023 una previsión para pérdidas esperadas por el total del crédito con Petronado. Debido al nivel de imprevisibilidad y falta de control, la Emisora no puede vislumbrar cuándo las autoridades venezolanas aprobarán la conversión del peso bolivariano a dólares estadounidenses y, por este motivo, la Emisora no puede asegurar cuándo, y si, se recibirán, dividendos en el futuro. Adicionalmente, si bien la Emisora no tiene conocimiento de la imposición de alguna obligación de efectuar aportes de capital en Petronado, la Emisora no puede asegurar si será requerida por el gobierno venezolano, accionista principal de Petronado, a efectuar más aportes de capital en dicha compañía.

Petronado enfrenta el riesgo que le expropien o nacionalicen sus activos con la consecuente intervención estatal en su negocio. El actual gobierno venezolano ha promovido un programa de incremento de la participación estatal en la economía a través de programas de bienestar, controles de cambio y precios y la promoción de sociedades del estado como Petróleos de Venezuela S.A., accionista mayoritario de Petronado. En consecuencia de ello, la Emisora podría perder la totalidad de su inversión en Petronado.

Adicionalmente, con los altos niveles de corrupción registrados en Venezuela, la Emisora no puede asegurar que Petronado no sea requerida a pagar dádivas al gobierno oficial. Si algún empleado es imputado por el pago de dádivas, la Emisora podría tener que enfrentar el pago de multas y otras penalidades que podrían afectar nuestra reputación.

La Emisora podría no obtener información actual de las operaciones, resultados financieros y perspectivas de su subsidiaria en Venezuela.

La Emisora posee información actual limitada de las operaciones, resultados financieros y perspectivas de Petronado.


Luis Villarreal
Subdelegado

La Emisora posee una participación minoritaria del 26% del capital social en Petronado. En razón de la situación política y económica en Venezuela, la Emisora no cuenta con información actualizada al 31 de diciembre de 2023 sobre tenencias del resto de los accionistas de Petronado. Conforme la última información disponible para la Emisora al 31 de diciembre de 2021, Petróleos de Venezuela S.A., una sociedad del estado venezolano era el accionista mayoritario con una participación equivalente al 60% del capital social. Los restantes accionistas eran Petroamazonas EP y *Korea National Oil Corporation*, las cuales poseían una participación equivalente al 8% y al 6% del capital social, respectivamente.

Petronado no ha elaborado sus estados financieros desde 2008, ni ha pagado dividendos desde el ejercicio fiscal 2008. Además, la información más reciente sobre sus reservas de petróleo, certificada, auditada o evaluada por un tercero, es al 31 de diciembre de 2011. En consecuencia, la Emisora tiene acceso limitado a la información actual sobre las operaciones, resultados financieros y perspectivas de Petronado. Durante 2015, la Emisora llevó a cabo diferentes cursos de acción con el objeto de resolver dicha situación. Al no alcanzar el resultado esperado, con efectos a partir del 1º de octubre de 2015, la Emisora decidió que la influencia significativa sobre Petronado dejó de ser aplicable, y tampoco ha asistido a ninguna asamblea de accionistas o participado de forma alguna en las operaciones de Petronado desde 2016. Como resultado de ello, desde el 1º de octubre de 2015 las inversiones en Petronado se registran en los estados financieros de la Emisora a valor razonable, en lugar de utilizar el método de la participación.

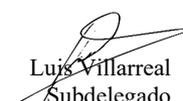
Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Es posible que no se desarrolle un mercado activo para las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables constituyen una nueva emisión de obligaciones negociables, para la que puede no haber un mercado de negociación establecido. La Emisora solicitará el listado y negociación de las Obligaciones Negociables en BYMA, a través de la BCBA, y en el MAE, respectivamente. La Emisora no puede asegurar que estas solicitudes serán aprobadas. Si se desarrollaran dichos mercados, las Obligaciones Negociables podrían negociarse a precios superiores o inferiores al precio de oferta inicial dependiendo ello de muchos factores, incluyendo las tasas de interés vigentes, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la propia Emisora, los acontecimientos políticos y económicos ocurridos en y que afectan a Argentina y los mercados para títulos valores similares.

La Emisora no puede asegurar que se desarrolle o que se desarrollará un mercado activo para las Obligaciones Negociables y, si éste se mantendrá a lo largo del tiempo. Si un mercado activo para las Obligaciones Negociables no se desarrolla o no se mantiene, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían enfrentar dificultades para su venta o podrían verse imposibilitados de venderlas a precios atractivos. Además, si un mercado activo se desarrollara, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los agentes de los mercados en desarrollar un mercado para las Obligaciones Negociables, entre otros factores. Por lo tanto, podría desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables que no sea líquido. Por otra parte, si se desarrollara un mercado, las Obligaciones Negociables podrían negociarse a precios superiores o inferiores al precio de oferta inicial dependiendo ello de muchos factores, incluyendo las tasas de interés vigentes, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora, los acontecimientos políticos y económicos ocurridos en y que afectan a Argentina.

Resulta incierto el tratamiento impositivo que recibirán los tenedores de las Obligaciones Negociables en ciertas jurisdicciones.


Luis Villarreal
Subdelegado

Las normas impositivas Argentinas prevén 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, conforme se definen en la Ley de Impuesto a las Ganancias N° 20.628, según fuera modificada y complementada de tiempo en tiempo (y su Decreto Reglamentario N° 862/2019, la “**Ley de Impuesto a las Ganancias**”). Asimismo, existe incertidumbre con respecto al alcance de las normas y si el criterio adoptado se mantendrá en el futuro. Los pagos de intereses a tenedores de las Obligaciones Negociables residentes 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*” en el Prospecto. Como consecuencia de esta incertidumbre, las Obligaciones Negociables podrían experimentar liquidez reducida, lo cual podría afectar adversamente el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

Las restricciones sobre la transferencia de fondos al exterior actualmente afectan la capacidad de los tenedores no residentes de las Obligaciones Negociables de transferir al exterior los fondos provenientes del pago en Argentina de capital o intereses o de la liquidación de su inversión.

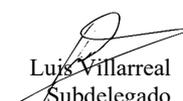
Los inversores no residentes que deseen adquirir las Obligaciones Negociables no tienen actualmente acceso al mercado local de cambios para transferir al exterior el equivalente en Dólares Estadounidenses de las sumas que obtengan en razón del pago en Argentina, tanto en concepto de capital como de intereses, o de la liquidación de las Obligaciones Negociables.

En tanto estas restricciones se mantengan a lo largo del tiempo, los inversores no residentes se verán impedidos de transferir al exterior los fondos provenientes del pago en Argentina de capital o intereses o de la liquidación de su inversión a través del mercado de cambios. No es posible garantizar si en el futuro estas restricciones se flexibilizarán o, si por el contrario, se establecerán restricciones adicionales o más severas que las existentes a la fecha de este Prospecto.

En caso de que el Decreto 70/2023 fuese derogado, las sentencias de tribunales competentes tendientes a hacer cumplir obligaciones denominadas en moneda extranjera pueden ordenar el pago en Pesos.

El Decreto 70/2023 modificó los artículos 765 y 766 del Código Civil y Comercial de la Nación, relativo a las obligaciones de dar dinero, estableciendo (i) que el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no de curso legal en Argentina, y (ii) que los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes. En caso de que el Congreso decida derogar la sección del Decreto 70/2023 que modificó los artículos mencionados, se retomará el régimen anterior, en el cual, si se iniciaran procedimientos ante los tribunales argentinos competentes con el objeto de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa, estas obligaciones podrían resultar pagaderas en Pesos por una suma equivalente al monto de Pesos requerido para cancelar la obligación denominada en Dólares bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, según el tipo de cambio del Peso-Dólar vigente al momento del pago o el tipo de cambio que establezca la jurisprudencia.

En tal caso, la Emisora no puede asegurar que dichos tipos de cambio brindarán a los Inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables con más los intereses devengados.


Luis Villarreal
Subdelegado

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que la Emisora se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán. La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario).

Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Emisora en caso de un proceso concursal. Asimismo, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones contraídas en virtud de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluidas, créditos por sueldos y salarios, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de seguridad social, impuestos y honorarios y gastos judiciales. Si la Emisora estuviera sujeta a un procedimiento de quiebra, reestructuración judicial o extrajudicial o procedimiento equivalente, los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables tendrán un rango inferior a las preferencias previstas por ley mencionadas anteriormente y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora de pagar los montos pendientes respecto de las Obligaciones Negociables podría verse menoscabada.


Luis Villarreal
Subdelegado

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Política de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

Principales inversiones y desinversiones de la Emisora en los últimos tres ejercicios

“RenMDI” – Parque Solar Don Panos I

En el marco de la transición energética y el desarrollo del área de energías renovables, la Compañía presentó en abril de 2023, dos ofertas en la licitación internacional “RenMDI” convocada por la Secretaría de Energía de la Nación, resultando adjudicada con su proyecto de Parque Solar Don Panos I de 15MW de potencia fotovoltaica a construir en la provincia de Chaco.

El pasado 17 de octubre se celebró la firma del contrato de compraventa de energía eléctrica por 15 años con CAMMESA, siendo el primer contrato de su tipo en la historia de CGC.

Reversión parcial de superficies en Áreas Remanentes

El día 21 de diciembre de 2022, de acuerdo con lo previsto por el artículo 37 de la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos, la Emisora puso en conocimiento del Instituto de Energía de Santa Cruz, su decisión de revertir cierta porción de la superficie de “Área Remanente” de las concesiones denominadas “Santa Cruz I” (Fracción B y Fracción C), “Santa Cruz II” (Fracción A y Fracción B) y “Laguna de los Capones”.

A partir de esta decisión, las superficies sobre estas concesiones son las siguientes:

Concesión	Superficie Total Retenida ⁽¹⁾	Lote de Explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	Área Remanente ⁽¹⁾
Santa Cruz I - Fracción B	192,86	1,00	191,86
Santa Cruz I - Fracción C	839,44	111,63	727,81
Santa Cruz II Fracción A	1.857,62	17,96	1.839,66
Santa Cruz II Fracción B	116,24	116,24	-
Laguna de los Capones	93,28	15,30	77,98

(1) Expresada en km²

(2) Los lotes de explotación correspondientes a cada una de estas concesiones permanecen inalterados.

Adquisición de Sinopec Argentina

Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Emisora para la compra, con efectos a partir de esa fecha, del 100% de las acciones de CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora), la cual posee a través de su sucursal en Argentina participaciones en áreas de explotación y exploración de hidrocarburos en las cuencas Cuyana y del Golfo San Jorge. La adquisición es estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de 4.600 km², representando un aumento de la producción de la emisora de 3.200 m³ diarios en el caso del petróleo, y 5.400 m³ diarios en el caso del gas. Para más información, ver “Información de la Emisora– Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición de los activos de Sinopec Argentina” en este Prospecto.

Inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos

El cuadro que sigue a continuación detalla las inversiones de la Emisora destinadas a la exploración y explotación de hidrocarburos efectuadas durante los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2023) y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 (en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2022).


Luis Villarreal
Subdelegado

Inversiones en propiedad, planta y equipos referidas a la exploración y producción de hidrocarburos

	Neto resultante 31 de diciembre de		
	(en millones)		
	2023	2022	2021
Actividades de desarrollo y producción	226.554,6	114.867,4	28.382,0
Activos de exploración y evaluación	5.222,4	16.133,2	6.499,9
Otros	17.327,0	19.203,2	790,3
Totales de actividades de inversión	249.104,0	150.203,8	35.671,9

Farm-Out con Equinor

El 28 de noviembre de 2022, CGC Energía S.A.U. celebró un contrato de *farm-out* y acuerdo de cooperación operativa con Equinor Argentina AS Sucursal Argentina (“**Equinor**”) para la cesión de un 25% de participación no operado de los Permisos de Exploración otorgados a Equinor sobre Bloques Offshore AUS 105 y AUS 106. Equinor actualmente posee el 100% interés de participación sobre ambos bloques, que se encuentran en Primera Fase Exploratoria con vencimiento en noviembre de 2025.

En función del acuerdo con Equinor, que a la fecha de este Prospecto se encuentra sujeto a la aprobación de la Secretaría de Energía de la Nación, Equinor cederá y transferirá a CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) el 25% de los derechos y obligaciones derivados de los Permisos de Exploración sobre los Bloques Offshore AUS 105 y AUS 106.

En contraprestación por la cesión, CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) asumirá el 25% de los costos asociados a las inversiones comprometidas bajo los Permisos de Exploración, con efecto retroactivo al momento de otorgamiento de los Permisos. En el marco del acuerdo celebrado con Equinor se determinó que corresponde a la Subsidiario el pago de US\$625.000 en concepto de reembolso del 25% de las inversiones ejecutadas por Equinor desde el otorgamiento de los Permisos de Exploración hasta la fecha de celebración del acuerdo, el pago deberá ser ejecutado una vez obtenida la aprobación de la Secretaría de Energía.

Desinversión en el área Angostura

Con fecha 18 de octubre de 2019, se acordó con President Energy plc la cesión a título gratuito del 100% de los activos y compromisos de inversión relativos al área Angostura. Esta cesión fue aprobada por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro en noviembre de 2019.

En el marco de la transacción con President Energy plc se firmó un acuerdo de suscripción de acciones por US\$1.825 millones a ser aportados por la Emisora a President Energy plc (US\$0.5 millones fueron aportados al momento de hacerse efectiva la transacción y US\$1.325 millones fueron aportados entre el 25 de enero de 2020 y el 25 de julio de 2021). Al 31 de diciembre de 2023, se han registrado las acciones de President Energy plc adquiridas por US\$0,4 millones a su valor de cotización en la cuenta de inversiones a valores razonables por \$315,8 millones.¹

Reinversión en el área Piedrabuena

En agosto de 2023, la Emisora solicitó formalmente al IESC la renuncia a los derechos y obligaciones referentes al permiso de exploración. El área fue revertida íntegramente a la provincia durante el año 2023, no quedando compromisos pendientes a la fecha. Ver Nota 28 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023. Los gastos de exploración ascendieron a \$8.050,7.

Principales inversiones y desinversiones de capital en curso

¹ **Nota Bomchil:** CGC actualizar.


Luis Villarreal
Subdelegado

La Emisora se encuentra trabajando en el desarrollo del potencial exploratorio y de explotación de las áreas que explota por sí, o asociada a terceros. Para mayor información sobre el detalle de las inversiones en cada una de las áreas, ver “*Información de la Emisora—Actividades de Producción y Exploración*” en este Prospecto.

Políticas de Salud, Seguridad y Medio Ambiente

La Emisora es una empresa social y ambientalmente responsable que busca continuamente la excelencia en la gestión. Este compromiso constituye una parte fundamental de su identidad corporativa y forma parte de su misión. La Emisora considera que preocuparse por la seguridad y la salud de las personas como así también por el cuidado del medioambiente en el que opera, es una condición esencial para las actividades que desarrolla.

La Emisora ha desarrollado, implementado y buscado mejorar continuamente procesos y políticas de gestión en todos los niveles de decisión y operación, que a lo largo del tiempo le han permitido mejorar sus propios registros en lo que respecta a la salud ocupacional, la seguridad y el medio ambiente.

La política de salud, seguridad y medio ambiente de la Emisora apuntan, entre otras cosas, a: (i) asegurar el cumplimiento de los requisitos legales en materia de salud, seguridad y medio ambiente; (ii) concientizar a los empleados y contratistas respecto de los riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente; (iii) minimizar los impactos ambientales negativos y maximizar los niveles de seguridad en todas sus actividades; y (iv) reforzar la implementación de una cultura de seguridad personal, patrimonial y ambiental que aporte valor y sea transversal a toda la organización.

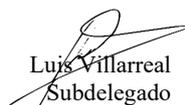
La Emisora ha cumplido con auditorías y certificaciones internacionales respecto de la salud, la seguridad y el medio ambiente. La Emisora adhiere a los principios y las normas específicos de la industria, como los que propone IOGP -International Oil and Gas Producers-, el American Petroleum Institute, la National Fire Protection Association, la American Society for Testing and Materials y el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (representante local de la International Organization for Standardization), en todas sus operaciones e instalaciones de exploración y producción (*upstream*), incluyendo los procesos de auditorías internas y de terceros. Asimismo, todos los activos de TGN, GasAndes Argentina, GasAndes Chile y TGM están certificados por las normas ISO 14001, 9001 y 45001.

La Emisora ha participado activamente en diversas organizaciones en la industria del petróleo y gas, como el IAPG y la Cámara de Empresas Productoras de Hidrocarburos, o “CEPH”, donde participa de la actualización de los parámetros de salud, seguridad y medio ambiente que se aplican en la industria local.

Adicionalmente, la Emisora adhiere a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Organización de Naciones Unidas.

Salud

La Emisora ha adoptado diversas medidas proactivas y preventivas para reducir las lesiones y enfermedades derivadas de accidentes de trabajo, incluyendo el diseño e implementación de programas de gestión sanitaria, la instalación de unidades de salud en sus sitios de trabajo, el estudio sistemático de cualquier incidente o cuasi-incidente y la divulgación de las lecciones aprendidas. En respuesta a la pandemia por COVID-19, la Emisora ha adoptado diversas medidas de salud desde marzo de 2020, tales como protocolos específicos tanto para los empleados de la Emisora como para terceros afectados a su operatoria, que han sido avalados por las autoridades


Luis Villarreal
Subdelegado

regulatorias competentes. No se informaron enfermedades profesionales ni lesiones graves derivadas de accidentes de trabajo durante 2023 y hasta la fecha de este Prospecto.

Seguridad

La Emisora ha desarrollado y se está implementando una serie de medidas preventivas dirigidas a sus empleados, supervisores y los supervisores de los contratistas, así como a su personal gerencial. Las principales medidas consisten en el diseño e implementación de: (i) programas de capacitación para su personal; (ii) implementación de un sistema de gestión con documentación y seguimiento asociado a los procedimientos; y (iii) programas de auditorías Gerenciales. La implementación de estas medidas y el compromiso de las partes involucradas ha permitido un descenso de los eventos no deseados a valores bien por debajo de la media de la industria de los hidrocarburos en América Latina.

Como resultado de los programas y campañas implementadas, y en estrecha colaboración con sus empleados y contratistas, la Emisora no experimentó ninguna fatalidad o accidente grave en el ámbito de trabajo en el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2023 y hasta la fecha de este Prospecto.

La Emisora considera que sus instalaciones de producción y transporte cumplen en todo aspecto significativo con todos los requisitos legales y de la industria aplicables a la fecha de este Prospecto. La Emisora ha adoptado nuevas tecnologías (como perforación automatizada de huella reducida, instrumentos de teledetección, y controles perfeccionados o inteligentes para la gestión de paradas de equipos y la integridad del circuito de fluidos), y planea continuar adoptando nuevas tecnologías que le permitan reducir los riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente que conlleva su actividad.

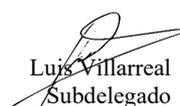
Medio Ambiente

La Emisora se encuentra sujeta a normas y regulaciones en materia ambiental en relación con sus operaciones, que involucran los riesgos inherentes a la actividad, como derrames, explosiones, contaminación aguda o crónica que afecte a personas u otros seres vivos, o cualquier otra circunstancia indeseada. Además, debe asegurar la obtención y mantenimiento de permisos y seguros que le permitan intervenir el ambiente natural y trabajar con productos y elementos potencialmente peligrosos. En caso de no cumplir con estas normas y regulaciones, la Emisora podría estar sujeta a la imposición de penalidades significativas o podría incurrir en responsabilidad por los daños causados por los eventos mencionados. Ver *“Factores de riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora - La regulación ambiental podría afectar adversamente la situación financiera y las operaciones de la Emisora”* en este Prospecto.

Aunque el trabajo de prevención, planificación y auditoría es lo más importante, la organización de una rápida y correcta toma de decisiones en torno a un plan de contingencia y la disponibilidad oportuna de los instrumentos de intervención es crucial para minimizar posibles daños y remediar rápidamente los sitios afectados en caso de incidentes. Debido a la importante dispersión de las instalaciones de producción y transporte de la Emisora en una gran extensión de tierra con baja densidad de población, la Emisora trabaja en la extensión de su cobertura de sistemas de comunicaciones e integra a sus operaciones sistemas de información geográfica y de seguimiento de vehículos y volúmenes de hidrocarburos en movimiento.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no registra derrames de petróleo/emulsiones que hayan dejado consecuencias significativas en el ambiente terrestre o acuático circundante.

A los fines de minimizar el impacto ambiental de las operaciones y para reducir los riesgos asociados, la Emisora ha implementado, entre otras medidas, lo siguiente: (i) la bio-remediación


Luis Villarreal
Subdelegado

de tierras impactadas con petróleo; (ii) uso del sistema de locación seca; (iii) el abandono de pozos improductivos; (iv) el uso de nuevas tecnologías para la adquisición de datos sísmicos, evitando la apertura de líneas sísmicas y la consecuente erosión/deforestación; (v) el modelado y remediación de cualquier cuerpo de agua con anomalías en su calidad u otros recursos históricamente afectados y considerados como pasivos ambientales; y (vi) la implementación de programas en materia de recomposición de vegetación, y gestión y tratamiento de las distintas corrientes de residuos generados. Asimismo, la Emisora efectuó una provisión por el monto de \$162.162,8 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, \$137.005,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 (en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2023) y \$33.069,4 millones durante 2021 (en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2022) para cubrir las potenciales pérdidas asociadas con el abandono de pozos y la remediación ambiental.

Política de Dividendos y Agentes Pagadores

La Emisora no ha adoptado una política formal para la distribución de dividendos. La declaración, monto y pago de dividendos sobre las acciones de la Emisora debe resolverse en asamblea ordinaria, mediante el voto unánime de la totalidad de las acciones emitidas por la Emisora, y los dividendos declarados se pagarán en proporción a las respectivas participaciones de cada accionista dentro del año de su sanción. El derecho a dividendos caduca a los tres años de la fecha fijada para el pago, después de cuya fecha quedarán prescriptos a favor de la Emisora.

El estatuto de la Emisora establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinan: (i) 5% hasta alcanzar el 20% del capital social suscrito, para el fondo de reserva legal; (ii) a remuneración del Directorio y comisión fiscalizadora; (iii) al pago de dividendo de las acciones preferidas con prioridad a las acumulativas impagas; (iv) el saldo, todo en parte, a dividendos de las acciones ordinarias, y a participación adicional de las acciones preferidas, o a fondo de reserva facultativa o de previsión o a cuenta nueva o al destino que determine la asamblea.

Se perfeccionaron algunos acuerdos entre Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A. en relación con el incremento de la participación de la Emisora en las sociedades Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile y la adquisición de las acciones de UENE, en virtud de los cuales Sociedad Comercial del Plata S.A. cedió a Latin Exploration S.L.U. su derecho a dividendos.

En este sentido, en garantía del pago del precio de: (i) las acciones de la Emisora que se emitieron con motivo de la capitalización del aporte irrevocable efectuado por Latin Exploration S.L.U. para adquirir las participaciones en las sociedades Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile; y (ii) las acciones de UENE que se aportaron en la Emisora; Sociedad Comercial del Plata S.A. cedió a favor de Latin Exploration S.L.U. cualquier suma que tenga derecho a recibir como accionista de la Emisora correspondiente a la totalidad de sus acciones en la Emisora en concepto de dividendos. A la fecha de este Prospecto, se han cumplido la totalidad de las obligaciones asumidas por Sociedad Comercial del Plata S.A. en relación con el pago del precio de las acciones de Gas Andes Argentina y Gas Andes Chile, por lo que la cesión de dividendos de Sociedad Comercial del Plata S.A. en favor de Latin Exploration S.L.U., respecto a esta adquisición de acciones, ya no se encuentra vigente.

Según la Ley General de Sociedades, la declaración y el pago de dividendos anuales es determinada por los accionistas en la asamblea ordinaria de accionistas. Por lo general, aunque no necesariamente, el Directorio hace una recomendación con respecto sobre el pago de dividendos. No obstante, son los accionistas quienes finalmente toman decisiones con respecto al pago de dividendos.


Luis Villarreal
Subdelegado

Con fecha 30 de diciembre de 2021, la asamblea ordinaria de accionistas de la Emisora resolvió desafectar parcialmente la reserva para capital de trabajo y futuros dividendos por la suma de \$1.165,6 millones, a fin de distribuir dividendos a los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias accionarias en la Emisora. Asimismo, se aprobó por unanimidad que los dividendos fueran abonados por la Emisora a los accionistas dentro de los diez días hábiles de celebrada la asamblea, mediante transferencias bancarias en dólares al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina al cierre de las operaciones de 29 de diciembre de 2021, por lo que la suma total a distribuir ascendió a US\$11 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tuvo una utilidad de \$ 467,6 millones. Los resultados no asignados totalizaron \$2.309,6 millones. El Directorio recomendó a los accionistas que los resultados no asignados mencionados se destinen a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

Con fecha 31 de octubre de 2022, la asamblea ordinaria de accionistas de la Emisora resolvió desafectar parcialmente la reserva para capital de trabajo y futuros dividendos por la suma de \$780,1 millones, a fin de distribuir dividendos a los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias accionarias en la Emisora. Asimismo, se aprobó por unanimidad que los dividendos fueran abonados por la Emisora a los accionistas dentro de los diez días hábiles de celebrada la asamblea, mediante transferencias bancarias en dólares al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina al cierre de las operaciones de 28 de octubre de 2022, por lo que la suma total a distribuir ascendió a US\$5 millones.

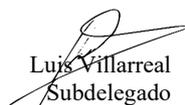
Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora tuvo una utilidad de \$7.874,4 millones. Los resultados no asignados totalizaron \$9.193,4 millones. El Directorio recomendó a los accionistas que los resultados no asignados mencionados se destinen a incrementar la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos.

Con fecha 30 de octubre de 2023, la asamblea general ordinaria de accionistas a distancia de la Emisora resolvió desafectar parcialmente la reserva para capital de trabajo y futuros dividendos por la suma de \$2.799,6 millones, a fin de distribuir dividendos a los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias accionistas en la Emisora. Asimismo, se aprobó por unanimidad que los dividendos fueran abonados por la Emisora a los accionistas dentro de los diez días hábiles de celebrada la asamblea, mediante transferencias bancarias en dólares al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina al cierre de operaciones de 27 de octubre de 2023, por lo que la suma total a distribuir ascendió a US\$8 millones.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tuvo una pérdida de \$156.187,9 millones. Los resultados no asignados totalizaron una pérdida de \$154.762,1 millones. El Directorio recomendó a los accionistas que los resultados no asignados mencionados se absorban con la reserva facultativa para mantenimiento de capital de trabajo y futuros dividendos que al 31 de diciembre de 2023 asciende a \$169.323,7 millones.

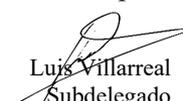
Salvo las restricciones al pago de dividendos previstas en los términos y condiciones de: (i) las Obligaciones Negociables Clase 17, emitidas bajo el Registro de Emisor Frecuente; (ii) Préstamo Sindicado en Dólares 2023; y (iii) las Obligaciones Negociables Convertibles, la Emisora no tiene prohibiciones de distribuir dividendos.

Según lo detallado en los términos y condiciones del contrato de emisión las Obligaciones Negociables Clase 17, la Emisora podrá distribuir dividendos (i) siempre que (A) no haya ocurrido ni subsista ningún Incumplimiento, (B) la Emisora pueda incurrir en al menos US\$ 1,00 de deuda, y (C) el monto total desembolsado por todos los Pagos Restringidos (conforme el término se define en el contrato de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17) realizados a partir de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 no supere, sujeto al inciso (b), la


Luis Villarreal
Subdelegado

suma de: (1) el 50% del monto total del Resultado Neto Consolidado (o, si el Resultado Neto Consolidado es una pérdida, menos el 100% del monto de la pérdida) devengado en forma acumulativa durante el período, considerado como un mismo período contable iniciado el 1° de enero de 2020 y finalizado el último día del trimestre económico completo más reciente de la Emisora para el que se dispone de estados contables internos, más (2) sujeto al inciso (b), el total de los fondos netos en efectivo y el valor de mercado de los bienes y títulos valores negociables recibidos por la Emisora (excepto que sean recibidos de una Subsidiaria) después de fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 como resultado de: (x) la emisión y venta de Participaciones de Capital Calificadas de la Emisora, inclusive mediante la emisión de sus Participaciones de Capital No Calificadas o Deuda en la medida que sean convertidas posteriormente en o canjeadas por Participaciones de Capital Calificadas de la Emisora, o (y) cualquier aporte a su capital social, más (3) un monto igual a la suma, para todas las Subsidiarias No Restringidas, de lo siguiente: (x) la reducción neta, después de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17, de las Inversiones en una Subsidiaria No Restringida realizadas luego de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 conforme a este inciso (a) como resultado de cualquier distribución de dividendos, venta, cancelación, rescate, distribución en concepto de liquidación u otra realización (no incluida en el Resultado Neto Consolidado), estipulándose que cualquier monto incorporado conforme a este apartado (x) no podrá exceder el monto de la Inversión realizada previamente y tratada como un Pago Restringido, más (y) la porción (proporcional a la participación de capital de la Emisora en dicha Subsidiaria No Restringida) del valor de mercado de los activos menos los pasivos de una Subsidiaria No Restringida al momento en que dicha Subsidiaria No Restringida es designada Subsidiaria Restringida, sin exceder, en el caso de una Subsidiaria No Restringida, el monto de las Inversiones realizadas después de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 por la Emisora y sus Subsidiarias Restringidas en dicha Subsidiaria No Restringida de acuerdo con este inciso (a), más (4) la reducción neta, después de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17, de cualquier otra Inversión realizada luego de la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables Clase 17 conforme a este inciso (a), como resultado de cualquier venta, cancelación, rescate, distribución en concepto de liquidación u otra realización (no incluida en el Resultado Neto Consolidado), sin exceder el monto de la Inversión de ese modo realizada.

Lo anterior no prohibirá: (i) el pago de cualquier dividendo dentro de los 60 días posteriores a la fecha de su declaración; (ii) dividendos o distribuciones de una Subsidiaria Restringida (salvo dividendos o distribuciones pagados respecto de Acciones No Calificadas) pagaderos, proporcionalmente o sobre una base más favorable para la Emisora, a todos los tenedores de cualquier clase de Acciones de dicha Subsidiaria Restringida; la declaración o pago de cualquier dividendo o distribución con fondos de la venta u otra disposición de (i) los Activos de Transporte y Almacenamiento (“*midstream*”) en tanto el monto total de dichos dividendos y distribuciones no exceda el 60% del producido bruto total de dicha venta o disposición, o (ii) los Activos No Principales de Exploración y Producción de Petróleo y Gas, por el tiempo en que el monto total de dichos dividendos y distribuciones no excede el 50% del producido bruto total de dicha venta o disposición; el pago de dividendos, distribuciones u otros montos para financiar la recompra, el rescate u otra adquisición o retiro a título oneroso de cualquiera de las Participaciones de Capital de la Emisora o cualquier Participación de Capital de cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas de propiedad de cualquiera de los directores, funcionarios, empleados, contratistas independientes o consultores de la Emisora existentes en ese momento o en el pasado, su sociedad controlante directa o indirecta o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas o sus respectivos cesionarios, sucesiones o herederos; estipulándose, no obstante, que el precio abonado por la totalidad de las Participaciones de Capital recompradas, rescatadas, adquiridas o retiradas en todos los casos, salvo como resultado del fallecimiento o la discapacidad, no podrá superar US\$ 1 millón en total en cualquier ejercicio económico (siendo los montos no utilizados en cualquier ejercicio económico trasladados a ejercicios subsiguientes); y estipulándose, asimismo, que los montos en cualquier ejercicio económico podrán incrementarse por un monto que no supere los fondos netos en efectivo recibidos por la Emisora a partir de la venta de las Participaciones de Capital


Luis Villarreal
Subdelegado

Calificadas de la Emisora a cualquier empleado, director, funcionario o consultor presente o pasado (o sus respectivos cesionarios permitidos) de la Emisora o cualquiera de sus Subsidiarias Restringidas luego de la Fecha de Emisión, en la medida que dichos fondos en efectivo no hayan sido aplicados al pago de los Pagos Restringidos en virtud del inciso (a)(iv)(C) o el inciso (b)(1).

Dichas limitaciones son sustancialmente idénticas a las asumidas por la Emisora bajo: (i) el Préstamo Sindicado en Dólares 2023; y (ii) las Obligaciones Negociables Convertibles.


Luis Villarreal
Subdelegado

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directores y Gerencia

Directores Titulares y Suplentes

Actualmente, el directorio de la Emisora está compuesto por nueve directores titulares y seis directores suplentes. De acuerdo con el estatuto de la Emisora, el directorio está compuesto por el número de directores titulares que decida la asamblea general ordinaria de accionistas, el cual no deberá ser menor a cinco ni mayor a once, pudiendo elegir hasta igual número de directores suplentes. Cada director es elegido por mayoría dentro de la clase de accionistas que lo designa por términos de dos años, pudiendo ser reelectos.

El directorio, en su primera reunión, designa un presidente y un vicepresidente.

Los actuales miembros titulares y suplentes del directorio de la Emisora fueron designados por dos ejercicios por la asamblea general de accionistas N° 195 de fecha 17 de abril de 2023. Los cargos del directorio fueron distribuidos en la reunión de directorio N° 1791 de fecha 17 de abril de 2023. Dichas designaciones se encuentran inscriptas ante la Inspección General de Justicia. Todos los mandatos finalizarán en la asamblea de accionistas que considere los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio que finalizó el 31 de diciembre de 2024. Todos los mandatos finalizarán en la asamblea de accionistas que considere los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio que finaliza el 31 de diciembre de 2024.

En el cuadro que sigue a continuación, se detalla la composición actual del directorio de la Emisora, la clase de accionistas que los propuso y si revisten el carácter de “independiente” o “no independiente” conforme con los criterios establecidos en la normativa vigente de la CNV.

Nombre y apellido	CUIT	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian	20-29906892-8	Presidente	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Erik Asbed Bazarian	20-37948159-1	Vicepresidente	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Fernando Víctor Pelaez	20-13380763-3	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	A	No Independiente
Daniel Kokogian	20-11176077-3	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Nestor Rubén Raffaelli	20-13683522-0	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Alain Petitjean	23-93654285-9	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	A	Independiente
Dante Rubén Patriitti	20-06440247-2	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Pablo Arnaude	20-24069415-9	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	B	No independiente
Ignacio Noel	20-13417535-5	Director titular	17/04/2023	31/12/2024	B	No independiente
Adrián Jorge Meszaros	20-17606526-6	Director suplente	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Emilio Martín Nadra	20-22847784-3	Director suplente	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Pablo Alejandro Chebli	20-20335911-0	Director suplente	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Carlos Daniel Bautista	20-08573395-9	Director suplente	17/04/2023	31/12/2024	A	No independiente
Pablo Javier González	20-20050097-1	Director suplente	17/04/2023	31/12/2024	B	No independiente


 Luis Villarreal
 Subdelegado

Nombre y apellido	CUIT	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Matías María Brea	20-14455983-6	Director suplente	17/04/2023	31/12/2024	B	No independiente

El Sr. Eduardo Hugo Antranik Eurnekian es tío de Erik Asbed Bazarian.

Antecedentes profesionales de los directores

A continuación, se incluye un resumen de la experiencia profesional de los actuales directores de la Emisora.

Eduardo Hugo Antranik Eurnekian – Presidente

Nacido el 7 de noviembre de 1982 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 29.906.892 y del C.U.I.T. N° 20-29906892-8, con domicilio especial en la calle Honduras N° 5663, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director de la Emisora y presidente desde abril de 2013. Actualmente es el gerente general, *CEO*, de la Emisora desde junio de 2013 y es el director de la división de energía del grupo Corporación América. Antes de incorporarse a la Emisora fue gerente de activos de energía e infraestructura de Corporación América S.A. ("**Corporación América**").

Erik Asbed Bazarian – Vicepresidente

Nacido el 3 de agosto de 1993 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 37.948.159 y del CUIT N° 20-37948159-1 con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en marzo de 2020 y desde esa fecha se desempeña como Coordinador de nuevos proyectos. Desde el año 2012 trabaja en empresas del grupo Corporación América, desempeñándose actualmente como Presidente y CEO de Unitec Bio S.A. y Presidente de Unitec Blue S.A., Helpport S.A. y Corredor Americano S.A. Previamente lideró la incursión del grupo en el negocio del real estate con la fundación de Corporación America Inmobiliaria S.A. sociedad que actualmente preside. Cursó la Licenciatura en Matemática de la Universidad Abierta Interamericana y estudios de Posgrado en IAE Business School y MIT.

Fernando Víctor Peláez – Director titular

Nacido el 4 de junio de 1959 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 13.380.763 y del C.U.I.T. N° 20-13380763-3, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2015 y hasta octubre de 2017 se desempeñó como vicepresidente de operaciones, comercial y relaciones laborales. Tiene más de 20 años de experiencia en puestos de alta jerarquía en empresas de energía e infraestructura. El Sr. Pelaez se ha desempeñado como *chief executive officer* de Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Unitec Bio S.A., Puerta del Sur S.A. y Aeropuertos de Neuquén. Es ingeniero civil egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Daniel Kokogian – Director titular

Nacido el 8 de julio de 1954 en la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 11.176.077 y del C.U.I.T. N° 20-11176077-3, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director titular de la Emisora desde diciembre de 2013. Se ha desempeñado como director de YPF a la vez que ha colaborado en el asesoramiento en exploración y producción. El Sr. Kokogian comenzó su desarrollo profesional como geólogo de exploración en YPF, como *senior geologist y exploration &*


Luis Villarreal
Subdelegado

development manager en Occidental Petroleum Corporation, como vicepresidente de *exploration & development* y de nuevos negocios en Pioneer Natural Resources S.A. y como country manager en Petroandina Resources Argentina S.A. Ocupó el cargo de presidente de la comisión de exploración y desarrollo del IAPG. Es licenciado en ciencias geológicas egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Nestor Rubén Raffaelli – Director titular

Nacido el 19 de diciembre de 1959 en la ciudad de Córdoba, Argentina. Titular del D.N.I. N° 13.683.522 y del C.U.I.T. N° 20-13683522-0, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en enero de 2006, desempeñándose como gerente de administración y finanzas de la Emisora hasta fines de 2015, período en que asumió el cargo de VP de Administración y Finanzas hasta febrero de 2020. Actualmente se desempeña como Director de Administración y Finanzas de Transportadora de Gas del Norte S.A. Anteriormente, se desempeñó durante 20 años en Compañía Naviera Pérez Companc S.A. y en su continuadora, Petrobras Energía S.A., trabajando en diferentes posiciones gerenciales en el país y en el exterior, como gerente administrativo y financiero de Empresa Petrolera Andina S.A. (JV PeCom, YPF y Pluspetrol) en Bolivia, gerente contable de PeCom en Buenos Aires y como gerente de planeamiento estratégico corporativo en PeCom y Petrobras Energía S.A. Es contador público egresado de la Universidad Nacional de Córdoba.

Alain Petitjean – Director titular

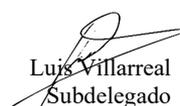
Nacido el 2 de febrero de 1962 en Montreuil, Francia. Titular del DNI N° 93.654.285 y del CUIT N° 23-93654285-9, con domicilio especial en la calle Parera N° 117 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Cuenta con más de 30 años de experiencia internacional en la industria del petróleo y el gas. Ocupó numerosos puestos directivos como *controller* financiero de Elf Enterprise en Escocia, director de la división de *consolidation & reporting* del grupo Elf en París, CFO de Total Austral en Buenos Aires, vicepresidente ejecutivo de Dolphin Energy en Abu Dhabi y, por último, jefe de la división de Gas y Energía del cono sur de Total chebEnergies Group, así como representante del grupo para la Argentina y Chile. También se desempeñó como CEO de Gasoducto GasAndes y fue miembro del directorio tanto en TGN como en TGM. Es egresado de la Rheims Business School, en Francia, y también cuenta con un título británico (con honores) en European Business Administration.

Dante Rubén Patrìti – Director titular

Nacido el 23 de noviembre de 1944 en la ciudad de Córdoba, Argentina. Titular del DNI N° 6.440.247 y del CUIT N° 20-06440247-2, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ingresó a la Emisora en 2015 como asesor y, actualmente, es miembro del directorio. Cuenta con más de 40 años de experiencia en la industria, ocupando puestos jerárquicos tales como director general de las Américas en Repsol YPF, presidente de Andina Corp en Bolivia, presidente de Apex Petroleum Corp. En Estados Unidos, miembro del directorio de YPF y gerente general de ASTRA Compañía de Petróleo, donde comenzó su carrera en 1968. Cuenta con un título en Ingeniería en Petróleo de la Universidad Nacional de Cuyo y un Máster en Business & Acquisitions del MIT.

Pablo Arnaude – Director titular

Nacido el 13 de agosto de 1974 en Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 24.069.415 y del C.U.I.T. N° 20-24069415-9, con domicilio especial en la calle Esmeralda 1320, piso 7 “A” de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Es director titular de la Emisora desde abril de 2021. Se desempeña como Presidente y CEO de Sociedad Comercial del Plata. Actualmente es presidente de Canteras Cerro Negro, Destilería Argentina de Petróleo (DAPSA), Compañía Petrolera del


Luis Villarreal
Subdelegado

Plata, Compañía Superglass, entre otras compañías. También es director titular en Delta del Plata y Ferropreso Pampeano. Anteriormente ocupó diversas posiciones directivas en La Lácteo (Adecoagro), Petrobras y Perez Companc, habiendo también liderado proyectos de inversión en el sector agroindustrial y de real estate. Es Licenciado en Administración de Empresas de la Universidad Católica Argentina y ha realizado estudios de postgrado en ESEADE y el Master en “Executive Management” del IAE.

Ignacio Noel – Director titular

Nacido el 14 de junio de 1957 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Titular del DNI N° 13.417.535 y del CUIT N° 20-13417535-5, con domicilio especial en la calle Esmeralda 1320, piso 7 “A” de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Es director titular de la Emisora desde diciembre de 2013. Anteriormente, se desempeñó como presidente de Sociedad Comercial del Plata S.A., Morixe Hermanos S.A.C.I., CPS Comunicaciones S.A. (Metrotel), Sierras de Mazan S.A., Petroken Petroquímica Ensenada S.A. y Alimentos Modernos S.A., entre otras compañías. Asimismo, fue miembro del Consejo Directivo de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Se ha desempeñado como director de Indupa S.A.I.C., Noel & Cía. S.A. e Indelpro S.A. (México). Es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Adrián Jorge Meszaros – Director suplente

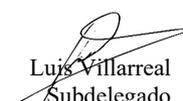
Nacido el 28 de octubre de 1965 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 17.606.526 y del C.U.I.T. N° 20-17606526-6, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2016 como director financiero. Experto en finanzas y mercado de capitales, cuenta con más de 25 años de experiencia como ejecutivo en compañías en Latinoamérica. Se ha desempeñado en diversas industrias, tales como medios de comunicación, retail, telecomunicaciones y banca, y como consultor independiente en México, Perú y Argentina. El Sr. Meszaros estuvo a cargo de una de las reestructuraciones de deuda corporativa más grandes de la historia argentina, que se extendió por más de tres años e involucró tribunales de quiebra de los Estados Unidos. En los mercados de capitales organizó transacciones de financiamiento por más de US\$3.000 millones. El Sr. Meszaros es licenciado en administración graduado de la Universidad Católica Argentina.

Emilio Martín Nadra – Director suplente

Nacido el 18 de julio de 1972 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 22.847.748 y del C.U.I.T. N° 20-22847784-3, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora como VP Comercial en 2017, luego de trabajar durante 16 años en la industria de la energía. Actualmente ocupa la posición de Chief Commercial Officer. Anteriormente se desempeñó como Gerente de venta de gas en Wintershall Energía y estuvo a cargo de los puestos de *Management* en PanAmerican Energy y ENARGAS. Es economista de la Universidad Torcuato Di Tella y tiene una Maestría en Negocios y Política pública de la Universidad de San Andrés.

Pablo Alejandro Chebli – Director suplente

Nacido el 21 de febrero de 1969 en Godoy Cruz, Mendoza. Titular del D.N.I. N° 20.335.911 y del C.U.I.T. N° 20-20335911-0, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en junio de 2016 como director ejecutivo. Trabajó más de 23 años en la industria petrolera en Argentina, Brasil, Perú, Colombia, México, Canadá y Estados Unidos. Anteriormente fue gerente general de compañías como Golden Oil Corporation y Central Resources Inc. Asimismo, desempeñó cargos ejecutivos en Repsol e YPF. Es licenciado en ciencias geológicas, egresado de la Universidad de Buenos Aires.


Luis Villarreal
Subdelegado

Carlos Daniel Bautista – Director suplente

Nacido el 22 de mayo de 1951 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 8.573.395 y del C.U.I.T. N° 20-08573395-9, con domicilio especial en la calle Bonpland N° 1745, CP (1414) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director suplente de la Emisora desde diciembre de 2013. También ha ocupado el cargo de director de nuevos negocios de Corporación América. Actualmente se desempeña como Vicepresidente de Transiciones Energéticas. Se ha desempeñado como jefe de producto de Alpargatas S.A.I.C., gerente regional del noreste argentino de Austral Líneas Aéreas, gerente de productos en Uzal S.A., gerente de negocios de Grafa S.A., gerente de *marketing* de Editorial Atlántida S.A., gerente comercial de Playfull S.A. y gerente general de Dexter. Asimismo, se desempeñó como director general en la radiofrecuencia AM 910 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, gerente general en Radio Municipal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y director nacional de planificación del Comité Federal de Radiodifusión. Se desempeñó además como asesor de directorio en la Auditoría General de la Nación y como asesor de presidencia en comunicaciones en la Honorable Cámara de Diputados de la Nación. Es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires y ha realizado una maestría en administración de negocios en el Instituto Nacional de Desarrollo Empresarial Argentino y un posgrado en derecho en comunicaciones en la Universidad de Buenos Aires.

Pablo Javier González – Director suplente

Nacido el 22 de mayo de 1968 en Campo de Mayo, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 20.050.097 y del C.U.I.T. N° 20-20050097-1, con domicilio especial en Esmeralda 1320, piso 7 “A” de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Es director suplente de la Emisora desde abril de 2015. Actualmente se desempeña como director suplente en Morixe Hermanos S.A. y Delta del Plata S.A., síndico titular en Compañía Inversora Ferroviaria S.A. Se ha desempeñado como director suplente en CPS Comunicaciones S.A. (Metrotel) y Trilenium S.A. Es contador público graduado de la Universidad de Buenos Aires.

Matías María Brea – Director suplente

Nacido el 19 de agosto de 1961 en Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 14.455.983 y del C.U.I.T. N° 20-14455983-6, con domicilio especial en la calle Esmeralda 1320, piso 7 “A” de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido director titular de la Emisora desde abril de 2001 y hasta abril de 2021, fecha desde la cual se desempeña como director suplente. Se desempeña como director titular de Sociedad Comercial del Plata S.A., donde fue su Gerente General durante el período 2000 a 2019. Fue director en Canteras Cerro Negro S.A., Destilería Argentina de Petróleo S.A., CPS Comunicaciones S.A. (Metrotel), Transportadora de Gas del Norte S.A., Transportadora de Gas del Mercosur S.A., entre otras. Contador Público Nacional de la Universidad Católica Argentina (1984). Obtuvo un Master in Business Administration (MBA) en la George Washington University (1988), Washington DC, EEUU y el título de Certified Public Accountant (CPA) en el Distrito de Columbia, EEUU (1989).

Gerentes de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Emisora tiene a su cargo la ejecución e implementación de las estrategias de la Emisora y reporta al gerente general. En el siguiente cuadro se detallan los gerentes de primera línea de la Emisora a la fecha de emisión del presente Prospecto, sus respectivos cargos y el año de su designación:


Luis Villarreal
Subdelegado

Nombre y Apellido	Cargo	Fecha de Designación
Pablo Alejandro Chebli	Co-CEO	15/11/2023
Emilio Nadra	Co-CEO	15/11/2023
Diego Leiguarda	COO – <i>Chief Operation Officer</i>	15/11/2024
Adrián Jorge Meszaros	CFO – <i>Chief Financial Officer</i>	12/12/2016
María Victoria Sabbioni Perez	CCO – <i>Chief Commercial Officer</i>	13/03/2017
Rodrigo Fernández	CPO – <i>Chief People Officer</i>	04/11/2021
Emilio José Daneri Conte-Grand	CLO – <i>Chief Legal Officer</i>	17/04/2015

Antecedentes profesionales de los gerentes de primera línea.

A continuación, se incluye un resumen de la experiencia profesional de los actuales gerentes de la Emisora.

Pablo Alejandro Chebli – Co-CEO

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto.

Emilio Nadra – Co-CEO

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto

Diego Leiguarda – COO – Chief Operation Officer

Nacido el 12 de enero de 1979 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 26.933.057, y del C.U.I.T. N° 20-26933057-1, con domicilio especial en la calle en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se incorporó a CGC en 2021 como vicepresidente de Unidades de Negocio. En diciembre de 2023 fue promovido a COO, su posición actual. Con más de 20 años de experiencia en la industria, trabajó en campos convencionales y no convencionales, en distintas cuencas de Argentina, Chile, México y Colombia. Se ha especializado en áreas de Operaciones, Desarrollo, Exploración y Nuevos Negocios.

Trabajó durante 15 años en Pan American Energy, ocupando distintos cargos de producción y desarrollo para Cerro Dragón y fue gerente de desarrollo para los activos offshore de esa empresa en México. En 2018 ingresó a YPF como Gerente de Desarrollo, gestionando los proyectos convencionales en todas las cuencas en las que opera esta compañía en el país.

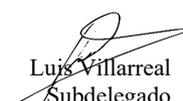
Cuenta con un título de Ingeniero Industrial del ITBA, un posgrado en Petróleo y Gas de la misma institución y un MBA del IAE Business School.

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto

Adrián Jorge Meszaros – Chief Financial Officer

Véase “*Antecedentes profesionales de los directores*” en este capítulo de este Prospecto.

María Victoria Sabbioni Perez - Chief Commercial Officer


Luis Villarreal
Subdelegado

Nacida el 11 de febrero de 1982 en Saladillo, Provincia de Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 29.223.815, y del C.U.I.L. N° 27-29.223.815-6, con domicilio especial en la calle en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la emisora en 2018 como Gerente Comercial de Gas. Luego en 2021 asumió la posición de Director Comercial Gas, Power y Midstream y actualmente desde noviembre 2023 ocupa la posición de Chief Commercial Officer. Es Ingeniera Industrial graduada ITBA, especialista en industria energética, con 20 años de experiencia. Previamente entre los años 2004 y 2018, ocupó diversas posiciones en los grupos TOTALENERGIES y ENGIE. Posee diversas titulaciones en materia de management (PDD IAE Business School y Certificada NEXT BOARD (Women Corporate Directors – UCEMA)) como así también se ha especializado en temas propios de la industria energética (Graduada Energy Leaders del World Energy Council -WEC-, Diplomada en Derecho de los Hidrocarburos de la Universidad Austral y Especialista en Economía del Petróleo y Gas Natural – ITBA-).

Rodrigo Fernández – Chief People Officer

Nacido el 27 de diciembre de 1984 en Buenos Aires. Titular del D.N.I. N° 31.423.022, y del C.U.I.T. N° 20-31423022-2, con domicilio especial en la calle Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en /2020 como VP de Humanidades y actualmente se desempeña como CPO (*Chief People Officer*). Cuenta con más de 20 años de experiencia en distintas industrias como Energía, Seguros, Logística y Siderurgia. También se desempeñó como docente en la carrera de Recursos Humanos de la UADE. Cuenta con un título de Licenciado en Comercialización de UADE, un posgrado en Gestión Estratégica de Recursos Humanos de UdeSA, un PDD y un Executive MBA del IAE Business School.

Emilio José Daneri Conte-Grand – Chief Legal Officer

Nacido el 28 de enero de 1973 en la Ciudad de San Juan, Provincia de San Juan. Titular del D.N.I. N° 22.958.732 y del CUIT N° 20-22958732-4, con domicilio especial en Bonpland 1745, CP (C1414CMU), Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Se unió a la Emisora en 2015 y desde esa fecha se desempeña como director de legales. Desde el año 2004 trabaja en empresas del grupo Corporación América, desempeñándose actualmente en el departamento de asuntos legales del área de infraestructura y energía de Corporación América. Antes de unirse a Corporación América, ha trabajado en el estudio Bomchil en el área de derecho administrativo y regulatorio, derecho corporativo, finanzas e infraestructura, entre otras áreas de práctica, incluso como asesor externo de la firma. Es abogado egresado de la Universidad Católica de Cuyo y realizó una maestría en derecho administrativo en la Universidad Austral, como también el programa de alta dirección en el Instituto de Altos Estudios de dicha universidad.

Contratos de trabajo con gerentes

Todos los gerentes mencionados se encuentran en relación de dependencia sujeta a la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 (sus modificatorias y complementarias). Adicionalmente, el Sr. Eduardo Hugo Antranik Eurnekian percibe honorarios por su desempeño como presidente del directorio de la Emisora.

Órgano de fiscalización

Mediante asamblea de accionistas N° 195 de fecha 17 de abril de 2023 se fijó en tres el número de miembros titulares y en tres el número de miembros suplentes de la comisión fiscalizadora de la Emisora y fueron designados por un ejercicio.

Todos los mandatos de los integrantes de la comisión fiscalizadora finalizarán en la asamblea de accionistas que considere los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio que


Luis Villarreal
Subdelegado

finalizará el 31 de diciembre de 2023, que fue convocada por el Directorio de la Emisora en su reunión del 11 de marzo de 2024 para celebrarse el 30 de abril de 2024.

El siguiente cuadro incluye cierta información sobre los miembros de la comisión fiscalizadora de la Emisora:

Nombre y apellido	Cargo	Fecha de Designación	Vencimiento del mandato	Clase proponente	Carácter
Carlos Oscar Fernando Bianchi	Síndico titular	17/04/2023	31/12/2023	A	Independiente
Carlos Fernando Bianchi	Síndico titular	17/04/2023	31/12/2023	A	Independiente
Mariano de Apellaniz	Síndico titular	17/04/2023	31/12/2023	A	Independiente
Juan Pablo Bianchi	Síndico suplente	17/04/2023	31/12/2023	A	Independiente
Héctor Oscar José Romero	Síndico suplente	17/04/2023	31/12/2023	A	Independiente
José María Aranguren	Síndico suplente	17/04/2023	31/12/2023	A	Independiente

Carlos Oscar Fernando Bianchi es padre de los hermanos Carlos Fernando Bianchi y Juan Pablo Bianchi, y primo de Héctor Oscar José Romero. No hay otra relación familiar entre los miembros de la comisión fiscalizadora.

Antecedentes profesionales de los miembros de la comisión fiscalizadora

El siguiente es un resumen de la experiencia profesional de los miembros de la comisión fiscalizadora:

Carlos Oscar Fernando Bianchi – Síndico titular

Nacido el 10 de enero de 1945 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 4.449.577 y del C.U.I.T. N° 20-04449577-6, con domicilio en la calle Juncal 922, piso 8 “A”, CP (1062), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico titular de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente, es socio del estudio jurídico Bianchi, Fernández Moores & Méndez Trongé y profesor adjunto de la asignatura historia del derecho de la Universidad de Buenos Aires, coadministrador judicial de Papel Prensa S.A. Ha sido síndico de Autovía del Mar S.A. Actualmente ejerce la sindicatura en Corredor Panamericano S.A., Disur S.A., Siasa S.A. y CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora). El Sr. Bianchi ha sido decano de la Facultad de Sociología de la Universidad de Buenos Aires, Juez Federal de Departamento Judicial Campana, asesor del Ministerio de Justicia, de *Citicorp Capital Investors* y de Carboquímica Sociedad mixta del Estado e inspector de Canal 2. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Carlos Fernando Bianchi – Síndico titular

Nacido el 11 de junio de 1979 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 27.382.331 y del C.U.I.T. N° 20-27382331-0, con domicilio en la calle Juncal 922, piso 8 “A”, CP (1062), de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico titular de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente se desempeña como socio de Fernández Moores & Méndez Trongé y como síndico suplente en Autovía del Mar S.A. Ha trabajado en Aeropuertos Argentina 2000 S.A. y en los estudios jurídicos Rossi Camilion & Armando, Bianchi y Bianchi, Ferreiro Pella & Touceda. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y realizó una especialización en derecho empresarial en la Universidad del Museo Social. Actualmente ejerce la sindicatura en CGC S.A. y CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora).


Luis Villarreal
Subdelegado

Mariano de Apellaniz – Síndico titular

Nacido el 29 de agosto de 1955 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 11.478.640 y del C.U.I.T. N° 20-11478640-4, con domicilio especial en la avenida Ayacucho N° 1463, piso 9, (C1111) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico titular de la Emisora desde abril de 2017. Se desempeñó como abogado en el estudio jurídico Alegría, Buey Fernández, Fissore & Montemerlo desde 2017 hasta marzo del 2023. Anteriormente, trabajó en el estudio jurídico Montes de Oca & Benegas, y en los departamentos de legales de Danone Argentina S.A., Sevel Argentina S.A./Peugeot Citroën (jefe del departamento) y Cervecería y Maltería Quilmes S.A.I.C.A. y G. (gerente de legales). Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y se desempeñó como profesor auxiliar de Derecho Civil IV (Derechos Reales) en la Universidad del Salvador hasta marzo de 2023, fecha en que comenzó a transitar la profesión de manera independiente. Actualmente ejerce la sindicatura en CGC S.A.

Juan Pablo Bianchi – Síndico suplente

Nacido el 11 de junio de 1982 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 29.582.970 y del C.U.I.T. N° 20-29582970-3, con domicilio en la calle Montevideo 604, piso 5, CP (1019) de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ha sido síndico suplente de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente, trabaja en Interbaires S.A. Anteriormente, trabajó en los estudios jurídicos Bianchi, Fernández Moores & Méndez Tronge y Bazan, Cambré & Orts. Es abogado egresado de la Universidad Católica de Buenos Aires y se especializó en asesoramiento jurídico de empresas en la Universidad de Buenos Aires.

Héctor Oscar José Romero – Síndico suplente

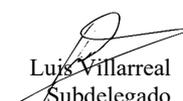
Nacido el 20 de junio de 1950 en la Provincia de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 8.290.382 y del C.U.I.T. N° 20-08290382-9, con domicilio en la calle A. Argentina 293, CP (1629), Pilar, Provincia de Buenos Aires. Ha sido síndico suplente de la Emisora desde abril de 2014. Desde 1980 se dedica al ejercicio de la profesión especializándose en la asesoría contable y auditorías y confección de balances. Es contador público egresado de la Universidad de Belgrano.

José María Aranguren – Síndico suplente

Nacido el 10 de marzo de 1983 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Titular del D.N.I. N° 30.276.961 y del C.U.I.T. N° 20-30276961-4, con domicilio en la calle Ramos Mejía 2459, CP (1609) Boulogne, Provincia de Buenos Aires. Ha sido síndico suplente de la Emisora desde abril de 2014. Actualmente trabaja en el estudio jurídico Aranguren Abogados especializándose en derecho comercial y societario. Anteriormente, trabajó en el Juzgado Federal en lo Criminal y Correccional N° 2 de San Isidro y en el estudio jurídico Cainzos, Fernández & Premrou. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Remuneración

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora imputó al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$83,1 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$2,3 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Los anticipos indicados precedentemente para las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, así como el importe total de honorarios al Directorio y a la comisión fiscalizadora registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, fueron aprobados por la asamblea general de accionistas N° 192 de fecha 4 de abril de


Luis Villarreal
Subdelegado

2022. Asimismo, se decidió “*ad referendum*” de lo que resuelva la asamblea de accionistas en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2022 autorizar al directorio a pagar anticipos (i) a los directores por el monto total de hasta \$160 millones; y (ii) a los miembros de la comisión fiscalizadora hasta la suma de \$3,2 millones, en los plazos y montos que resuelva el directorio, a cuenta de futuros honorarios que pudieran corresponderles en el transcurso del ejercicio correspondiente al año 2022.

Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora imputó al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$132,9 millones y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$5,1 millones por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los anticipos indicados en el precedentemente, así como el importe total de honorarios al Directorio y a la comisión fiscalizadora registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, fueron aprobados por la asamblea general de accionistas N° 195 de fecha 17 de abril de 2023. Asimismo, se decidió “*ad referendum*” de lo que resuelva la asamblea de accionistas en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2023 autorizar al directorio a pagar anticipos (i) a los directores por el monto total de hasta \$320 millones; y (ii) a los miembros de la comisión fiscalizadora hasta la suma de \$10,5 millones, en los plazos y montos que resuelva el directorio, a cuenta de futuros honorarios que pudieran corresponderles en el transcurso del ejercicio correspondiente al año 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora imputó al resultado del ejercicio retribuciones al Directorio por la suma de \$406.758.494 y a la Comisión Fiscalizadora por la suma de \$10.565.961 por las funciones desarrolladas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Los anticipos indicados en el precedentemente, así como el importe total de honorarios al Directorio y a la comisión fiscalizadora registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, fueron aprobados por la asamblea general de accionistas N° 199 de fecha 30 de abril de 2024. Asimismo, se decidió “*ad referendum*” de lo que resuelva la asamblea de accionistas en la que se aprueben los estados financieros correspondientes al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2024 autorizar al directorio a pagar anticipos (i) a los directores por el monto total de hasta \$1.300 millones; y (ii) a los miembros de la comisión fiscalizadora hasta la suma de \$22 millones, en los plazos y montos que resuelva el directorio, a cuenta de futuros honorarios que pudieran corresponderles en el transcurso del ejercicio correspondiente al año 2024.

Ni la Emisora ni sus subsidiarias han otorgado un plan de beneficios o pensiones para los miembros del directorio o de la comisión fiscalizadora en caso de retiro.

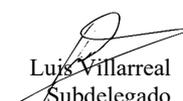
Propiedad Accionaria de Directores

A la fecha del presente Prospecto, ningún director es titular de acciones de la Emisora ni tampoco poseen opciones sobre las mismas.

Gobierno Corporativo

El reporte sobre el Código de Gobierno Societario, confeccionado según lo previsto por la Resolución N° 797/2019 de la CNV, se incluyó en la memoria anual de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y forma parte integrante de la misma.

Dicho reporte indica si la Emisora aplica o no aplica, total o parcialmente, los principios, prácticas recomendadas y orientaciones del Código de Gobierno Societario. La Emisora ha brindado aquellas explicaciones que ha considerado convenientes incluyendo, en su amplia mayoría, de aquellas tendientes a informar de qué manera la Emisora aplica dichos principios, prácticas recomendadas y orientaciones del Código de Gobierno Societario.


Luis Villarreal
Subdelegado

Para mayor información, véase la memoria, y el reporte que forma parte de esta, correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, que se encuentran disponibles en la Autopista de la Información Financiera de la CNV bajo el ID N° 3165344.

Responsable de Relaciones con el Mercado

Con fecha 21 de febrero de 2020, el Directorio de la Emisora designó al Sr. Adrián Meszaros como responsable de relaciones con el mercado y a los señores Emilio José Daneri Conte Grande y Luis Villarreal como responsables suplentes.

Empleados

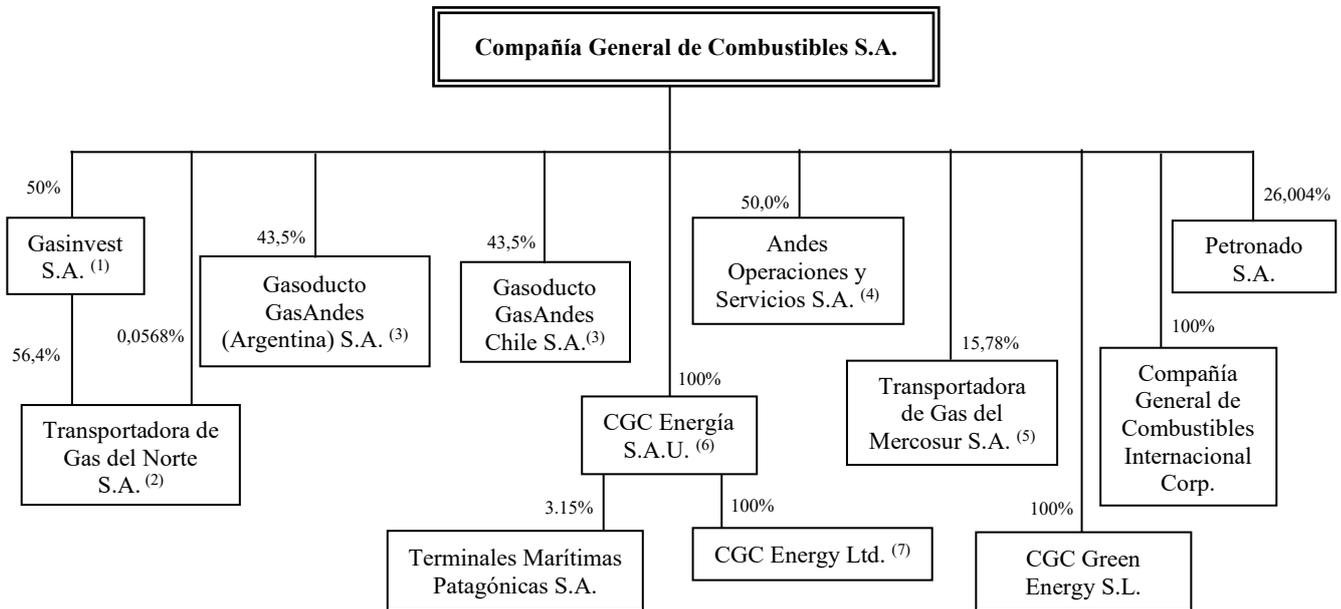
El siguiente cuadro presenta información sobre la cantidad de empleados de la Emisora al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Empleados por segmento de actividad			
Exploración y explotación de hidrocarburos	487	464	341
Transporte de gas	9	9	9
Corporativa y otros	256	245	290
Total	752	718	640

La Emisora no ha emitido a favor de los empleados ninguna acción, opción o cualquier otro valor negociable sobre el capital de la Emisora.

ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

El siguiente cuadro indica la estructura organizativa de la Emisora, incluyendo sus principales subsidiarias, a la fecha de este Prospecto.



(1) La Emisora es también titular, en forma directa, de una participación minoritaria del 0,0568% en TGN. El otro accionista principal es Tecpetrol Internacional S.L.U. con un 50%.

(2) El otro accionista principal es Southern Cone Energy Holding Company Inc. con un 23,53%. El 20,0% de TGN se encuentra en manos del público y menos del 1% se encuentra en manos de cinco accionistas diferentes. De forma indirecta, a través de Gasinvest S.A., la Emisora tiene participaciones en TGN por un 28,23%

(3) Los otros accionistas principales son Aprovisionadora Global de Energía S.A., con un 43,5% y AES Andes S.A., con un 13,0%.

(4) El 50,0% restante del capital se encuentra en poder de Aprovisionadora Global de Energía S.A.

(5) Los otros principales accionistas son Total Gas y Electricidad Argentina S.A. con un 32,69%, Tecpetrol Internacional S.L. con un 21,79%, Central Puerto S.A. con un 20,00%.

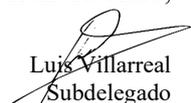
(6) Con fecha 11 de marzo de 2024 la Emisora, como absorbente, y CGC Energía S.A., como absorbida, han suscripto un compromiso previo de fusión conforme lo aprobado en la reunión de Directorio de la Emisora de dicha fecha, a efectos de instrumentar la absorción de la totalidad del patrimonio de la absorbida por parte de la Emisora, quien será continuadora de los derechos, obligaciones y actividades de la sociedad absorbida. Al respecto, el 30 de abril de 2024, la asamblea general ordinaria de la Emisora resolvió pasar a cuarto intermedio a efectos de considerar la referida fusión, para el 15 de mayo de 2024. Finalmente, el 15 de mayo de 2024, la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas resolvió la fusión de la Emisora mediante la incorporación del patrimonio de CGC Energía, con simultánea disolución sin liquidación de esta última. Para más información, ver “*Información de la Emisora – Eventos importantes en el desarrollo de sus negocios – Adquisición y fusión de CGC Energía S.A.U.*”

(7) Con fecha 28 de marzo de 2022, se constituyó en las Islas Caimán “CGC Energy Ltd.”, una sociedad completamente controlada por CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora), que fue constituida conforme a las leyes de dicha jurisdicción.

Accionistas Principales

Tenencias de los principales accionistas

El capital social de la Emisora es de \$399.137.856 representado por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal un peso (\$1) cada una y con derecho a un voto por acción, de las cuales (a) 279.396.499 son acciones Clase A y (b) 119.741.357 millones son acciones Clase B. Conforme la reforma estatutaria decidida en la asamblea general extraordinaria y especial de accionistas Clase “A” y “B” del 11 de julio de 2023, podrán emitirse acciones Clase “C” para atender a los pedidos de conversión de las Obligaciones Negociables Convertibles, en los términos que se detallan más adelante. Cada acción, sin importar su clase,


Luis Villarreal
Subdelegado

representa los mismos derechos políticos y económicos, excepto respecto de la elección de los miembros del Directorio, cuyo procedimiento se describirá más adelante en esta Sección.

Los accionistas de la Emisora son actualmente los siguientes:

Accionista	Clase	Cantidad de acciones	Porcentaje
Latin Exploration S.L.U.	A	279.396.499	70%
Sociedad Comercial del Plata S.A.	B	119.741.357	30%

Información de los accionistas principales

Latin Exploration S.L.U.

Latin Exploration S.L.U. es una sociedad de responsabilidad limitada unipersonal constituida por tiempo indefinido en las Islas Canarias, Santa Cruz de Tenerife, con fecha 30 de noviembre de 2005, mediante escritura otorgada ante el Notario de Madrid Ignacio Martín-Gil Vich, bajo el número de orden del protocolo 4853 e inscrita en el Registro Mercantil de Santa Cruz de Tenerife al Tomo 2778, Folio 17, hoja número TF-38249, inscripción 1ª. Asimismo, dicha sociedad se encuentra registrada bajo el número de identificación fiscal B-84522606, y domiciliada en Serrano 41, planta 4º, 28001, Madrid, España. Se encuentra inscrita ante la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires bajo el número de folio 5258, legajo N° 1/141235, de conformidad con el artículo 123 de la Ley N° 19.550.

En abril de 2013, S.A. Exploration Corp., titular del 100% de las acciones de Latin Exploration S.L.U, transfirió la totalidad de su participación accionaria en dicha sociedad, a Cedikor S.A., una sociedad anónima constituida en la República Oriental del Uruguay, con domicilio en Plaza Cagancha 1145, piso 4º, Montevideo.

Con fecha 29 de abril de 2013, se presentó ante la CNDC, la solicitud de autorización de la transferencia accionaria antes mencionada. La misma fue otorgada en fecha 26 de abril de 2017.

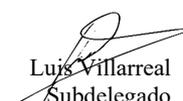
Con fecha 19 de noviembre de 2015, Cedikor S.A. (controlante indirecto de la Emisora) transfirió a A.C.I. Capital S.à r.l. la totalidad de su participación accionaria en Latin Exploration S.L.U. (controlante directo de la Emisora). A.C.I. Capital S.à r.l. es una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Luxemburgo, con domicilio en L-1643 Luxemburgo, 4, rue de la Greve. Dicha transferencia fue perfeccionada con fecha 21 de diciembre de 2015.

A.C.I. Capital S.à r.l. es controlada por Corporación América Internacional S.à r.l. una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Luxemburgo, con domicilio en L-1643 Luxemburgo, 4, rue de la Greve. A su vez, Corporación América Internacional S.à r.l. es controlada por Southern Cone Foundation, una fundación constituida bajo las leyes del Principado de Liechtenstein, con sede social en Vaduz.

El propósito de la fundación es administrar sus activos a través de decisiones adoptadas por su Directorio independiente. Conforme la información que posee y tiene conocimiento la Emisora, los potenciales beneficiarios de dicha fundación son miembros de la familia Eurnekian e instituciones religiosas, de caridad y educativas.

Sociedad Comercial del Plata S.A.

Sociedad Comercial del Plata S.A. es una sociedad anónima constituida e inscrita el 7 de junio de 1927 en la IGJ bajo el N° 98, del Libro 41, Folio 580, Tomo "A" de Sociedades Anónimas, con sede social en Esmeralda 1320, piso 7 "A", Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Sociedad Comercial del Plata S.A. lista sus acciones en BYMA, y se encuentra sujeta a sus regulaciones y a las de la CNV.


Luis Villarreal
Subdelegado

La Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales, promulgada el 27 de diciembre de 2012, reglamentada por el Decreto Reglamentario N° 1023/2013, define en su Art. 2 como “controlante”, “grupo controlante” o “grupos de control” a las personas físicas o jurídicas que posean en forma directa o indirecta, individual o conjuntamente, según el caso, una participación por cualquier título en el capital social o valores con derecho a voto que, de derecho o de hecho, en este último caso si es en forma estable, les otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en asambleas ordinarias o para elegir o revocar la mayoría de los directores o consejeros de vigilancia.

Información sobre los derechos de los accionistas principales de acuerdo al estatuto de la Emisora

De acuerdo con el estatuto de la Emisora, los accionistas Clase B que representen al menos el 25% del capital social tienen el derecho de elegir dos directores titulares y dos directores suplentes. Para el caso de que las acciones clase “C” representen como mínimo el 10% del capital social, los titulares de dichas acciones tendrán derecho a designar un director titular y un director suplente. Los restantes miembros del Directorio son elegidos por la clase A de accionistas.

En el caso de transferencias de acciones a un tercero de buena fe por cualquiera de los accionistas Clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la transferencia del control de la Emisora, todos o cualquiera de los accionistas Clase B y de los accionistas Clase C tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de la Emisora en los mismos términos, al mismo momento y al mismo precio unitario en que los accionistas Clase A vendan sus acciones, según se especifique en la notificación de oferta.

En el caso de transferencias de acciones a un tercero de buena fe por accionistas Clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de venta de la totalidad de las acciones Clase A, y de estar referida la oferta de dicho tercero a la totalidad del capital accionario, los accionistas Clase B y de los accionistas Clase C tendrán la obligación de vender sus acciones bajo los mismos términos y condiciones ofrecidos por el tercero.

Información sobre acuerdos entre los accionistas de la Emisora

Los accionistas de la Emisora no son parte de ningún acuerdo de accionistas o de sindicación de acciones.

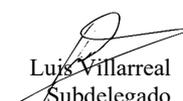
Variaciones significativas en los últimos tres años en relación con la tenencia accionaria de la Emisora

Durante los últimos tres años, no ha habido variaciones significativas en relación con la tenencia accionaria de la Emisora.

Transacciones con partes relacionadas

La Emisora ha llevado a cabo, y espera seguir llevando a cabo, transacciones con partes relacionadas, sin carácter limitativo, las transacciones que se describen más adelante. Para mayor información con respecto a las transacciones con partes relacionadas, véase la nota 33 de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

Préstamo con AA2000


Luis Villarreal
Subdelegado

El 9 de junio de 2023 la Emisora instrumentó con Aeropuertos Argentina 2000 S.A. (“AA2000”), una sociedad del mismo grupo económico al cual pertenece la Emisora, un préstamo por la suma de US\$14.500.000 (conforme sus adendas, el “Préstamo con AA2000”). El Préstamo con AA2000 fue desembolsado en su totalidad el 9 de junio de 2023, e inicialmente devengaba intereses a una tasa del 4,00% nominal anual, pagaderos junto a la totalidad del capital 6 de diciembre de 2023.

El 5 de diciembre de 2023 la Emisora y AA2000 celebraron una adenda al Préstamo con AA2000 a fin de (i) extender la fecha de vencimiento del Préstamo con AA2000 al 3 de junio de 2024; (ii) capitalizar los intereses devengados desde la fecha de desembolso hasta la fecha de vencimiento original; y (iii) modificar la tasa de interés aplicable al devengamiento de los intereses compensatorios sobre el nuevo capital adeudado bajo el préstamo del 4,00% al 4,50% nominal anual. En dicho sentido, a la fecha de este Prospecto el capital adeudado bajo el Préstamo con AA2000 es de US\$14.786.027.

Préstamos en Curso

De acuerdo con los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, no existieron créditos por ventas o préstamos a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y sus parientes en segundo grado inclusive.

Interés de Expertos y Asesores

Ninguno de los expertos y asesores designados por la Emisora en relación con este Prospecto es empleado de la Emisora sobre una base contingente, ni posee acciones de la Emisora o de sus subsidiarias, o tiene un interés económico importante, directo o indirecto, en la Emisora o que depende del éxito de la oferta de valores negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

Para información sobre los activos tangibles e intangibles relevantes de la Emisora ver la sección “*Información de la Emisora*” en este Prospecto. En relación con la política de inversiones y ambiental, ver también las secciones “*Políticas de la Emisora*” y “*Antecedentes Financieros—Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora—Programa de Exploración y Desarrollo*”. Dichas secciones deben leerse conjuntamente con los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023 en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2023 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, en moneda homogénea o constante al 31 de diciembre de 2022, incorporados por referencia a este Prospecto, y con la sección “*Factores de Riesgo*”.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

La información financiera incluida en esta Sección respecto a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022, y 2021, ha sido extraída de los estados financieros por los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022, según lo indicado en la Sección “Incorporación de la Información por Referencia”. Esta información debe leerse juntamente con los referidos estados financieros de la Emisora, sus anexos y notas, y con la Sección “Factores de Riesgo” de este Prospecto.

Información contable y financiera

Los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, expresados en forma comparativa, en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023. Los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, fueron expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022. Los estados financieros fueron preparados por la Emisora de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF y auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (“PwC”), domiciliado en Bouchard N° 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cuyo Socio a cargo para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023 fue el contador Dr. Fernando A. Rodríguez, quien se encuentra matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 264 – Folio 112, con domicilio profesional en Bouchard 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el Socio a cargo fue el contador Dr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, quien se encuentra matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 371 – Folio 009, con domicilio profesional en Bouchard 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

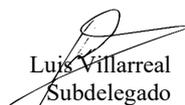
La información contable y financiera incluida en este Prospecto correspondiente a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ha sido obtenida de los estados financieros consolidados correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022, disponibles en el sitio de Internet de la CNV (<http://www.argentina.gob/CNV>) en el ítem “*Información Financiera*”, bajo los N° de ID 30165292 y 3016456 respectivamente.

La CNV, mediante Resolución General N° 777/2018, dispuso que las entidades emisoras sujetas a su fiscalización deben aplicar a los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018, inclusive, el método de reexpresión de estados financieros en moneda homogénea conforme lo establecido por la NIC 29 “*Información financiera en economías hiperinflacionarias*”.

La información financiera incluida en el presente Prospecto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 ha sido obtenida de los estados financieros al 31 de diciembre de 2023, presentados en forma comparativa y se encuentra expresada en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023 de acuerdo con NIC 29 (los “**Estados Financieros Anuales Auditados**”).

Por su parte, la información financiera incluida en el presente Prospecto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ha sido obtenida de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022, presentados en forma comparativa y se encuentra expresada en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022 de acuerdo con NIC 29.

LA SITUACIÓN EXPUESTA ANTERIORMENTE RESPECTO DE LA APLICACIÓN DE LA NIC 29 “*INFORMACIÓN FINANCIERA EN ECONOMÍAS HIPERINFLACIONARIAS*” AFECTA SIGNIFICATIVAMENTE LA COMPARABILIDAD DE LA INFORMACIÓN


Luis Villarreal
Subdelegado

FINANCIERA EXPUESTA EN EL PRESENTE PROSPECTO, RAZÓN POR LA CUAL, EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE ESTA DEBE LLEVARSE A CABO TENIENDO EN CUENTA ESTA SITUACIÓN.

Adquisición y fusión de CGC Energía S.A.U. – Información contable y financiera

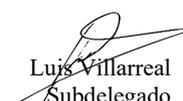
Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Emisora para la compra, con efectos a partir de esa fecha, de la propiedad del 100% sobre Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. (posteriormente denominada CGC Energía S.A.U.). Dicha compañía poseía a través de su sucursal en Argentina las participaciones en las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos en cuencas Cuyana y Golfo San Jorge, detalladas en Nota 1.1 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

La adquisición detallada resulta estratégica debido a que las concesiones abarcan una superficie de más de 4.600 km², tenían un plazo de vigencia que variaba entre 2025 y 2027 (extendido por un plazo adicional de 10 años con fecha 17 de noviembre de 2021) y están ubicadas en la Cuenca del Golfo San Jorge y en la Cuenca Cuyana.

Con fecha 22 de junio de 2022, el Directorio de CGC Energía S.A.U. aprobó la adecuación voluntaria de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc., en los términos del artículo 124 de la Ley N° 19.550 y 272 de la Resolución General N° 7/15 de la IGJ, mediante la adopción del tipo social “sociedad anónima unipersonal”. En el marco del proceso de adecuación voluntaria a la ley argentina, el Directorio de CGC Energía S.A.U. aprobó entre otras cosas, que la denominación social de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. sea modificada por CGC Energía S.A.U., que la sede social se fije en la calle Bonpland N° 1745 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y que se proceda a la deregistración de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. en las Islas Caimán. La adecuación voluntaria de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. a la ley argentina de acuerdo a lo establecido en el artículo 124 de la Ley N° 19.550 y la transferencia de su domicilio legal al país, no implica la creación de una nueva persona jurídica, sino que la misma continúa existiendo en Argentina y CGC Energía S.A.U. es la continuadora de Sinopec Argentina Exploration and Production Inc. y de su sucursal inscripta en la República Argentina. Con fecha 26 de septiembre de 2022, la IGJ inscribió la adecuación voluntaria al artículo 124 de la Ley de Sociedades con el correspondiente cambio de denominación social y domicilio legal.

Con fecha 15 de noviembre de 2023 los directorios de las compañías CGC Energía S.A.U. y CGC, han resuelto llevar adelante una fusión entre CGC como sociedad absorbente y CGC Energía S.A.U. como sociedad absorbida, con efectos desde el 1° de enero de 2024, fecha a partir de la cual la sociedad absorbente deberá operar por cuenta y orden de la sociedad absorbida. La fusión está sujeta a las aprobaciones societarias requeridas bajo la normativa aplicable y su inscripción en el Registro Público de Comercio. Los Estados Financieros finalizados al 31 de diciembre de 2023 serán considerados como Estados Financieros Especiales de Fusión de Compañía General de Combustibles S.A. En dicho sentido, si bien a la fecha de este Prospecto CGC Energía S.A.U. ha cesado de existir como persona jurídica diferenciada tras haber sido absorbida por la Emisora, como la fusión tuvo lugar con efectos a partir del 1° de enero de 2024 en los Estados Financieros Anuales Auditados la información financiera de la Emisora se consolida con la de CGC Energía S.A.U.

Estado de Resultados Integrales


Luis Villarreal
Subdelegado

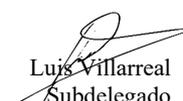
	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽³⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
Ingresos ⁽¹⁾⁽²⁾	521.612,2	458.676,4	141.920,4
Costo de ingresos	(433.851,7)	(369.491,5)	(85.933,5)
Resultado bruto	87.760,5	89.184,9	55.986,9
Gastos de comercialización	(23.561,6)	(22.106,6)	(5.446,5)
Gastos de administración	(40.280,7)	(28.577,5)	(12.873,9)
Gastos de exploración	(8.050,7)	-	(29,4)
Cargo por deterioro de activos financieros	(6,5)	(194,0)	(625,1)
Otros ingresos y (egresos) operativos, netos	(3.206,2)	12.704,2	4.929,2
Resultado operativo	12.654,8	51.011,1	41.941,1
Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos	19.179,5	2.685,2	(3.965,1)
Ingresos financieros	15.102,2	1.831,4	2.652,3
Costos financieros	(22.051,0)	(27.990,3)	(11.906,6)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	(17.492,2)	1.024,7	(7.061,6)
Otros resultados financieros	(255.500,4)	(6.023,1)	(18.240,0)
Resultado por combinación de negocios	-	-	6.131,2
Resultado antes de impuestos	(248.107,1)	22.539,0	9.551,3
Impuesto a las ganancias	91.919,1	1.982,6	(8.640,4)
Resultado del ejercicio	(156.188,0)	24.521,5	910,9
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos	38.208,6	(3.323,0)	(8.257,2)
Resultado total integral del ejercicio	(117.979,3)	21.198,5	(7.346,3)

(1) Para los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye \$5.502,6 y \$5.583,4 millones, respectivamente, en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver el apartado “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora - Factores clave que afectan el negocio y los resultados operativos de la Emisora - Ganancias y costos” y las Secciones “Factores de riesgo – Riesgo relacionado con la industria del petróleo y del gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en esta sección. Ver también la Nota 24 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

(2) Para el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2021, incluye \$27.568,4 millones en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver el apartado “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora- Factores clave que afectan el negocio y los resultados operativos de la Emisora- Ganancias y costos” y las Secciones “Factores de riesgo – Riesgo relacionado con la industria del petróleo y del gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en esta sección. Ver también la Nota 24 de los estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(3) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en millones – en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)		(en millones – en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
Cantidad de acciones	399,1	399,1	399,1


Luis Villarreal
Subdelegado

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en millones – en unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)		(en millones – en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
Ganancia básica y diluida por acción atribuible a los accionistas de la sociedad	(391,313)	61,436	2,282

Estado de Situación Financiera

	Al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽⁴⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)		(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedad, planta y equipos	730.604,2	507.531,5	118.105,2
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	153.139,9	135.832,1	43.850,6
Derecho de uso de activos	18.952,9	21.066,3	8.396,2
Otros créditos ⁽¹⁾⁽²⁾	1,1	4,1	0,8
Activo por impuesto diferido	113.061,5	15.732,3	4.164,8
Total del activo no corriente	1.015.759,5	680.166,3	174.517,6
Activo corriente			
Inventarios	77.650,8	40.641,5	8.573,5
Otros créditos ⁽¹⁾⁽²⁾	48.479,9	20.280,0	13.812,3
Cuentas comerciales por cobrar	63.314,9	58.908,8	20.301,7
Inversiones a costo amortizado	32.184,9	-	-
Inversiones a valor razonable	69.725,0	3.108,2	1.533,5
Efectivo y equivalente de efectivo	117.001,3	94.408,7	34.550,9
Total del activo corriente	408.356,8	217.347,3	78.771,8
TOTAL DEL ACTIVO	1.424.116,3	897.513,5	253.289,4
TOTAL DEL PATRIMONIO ⁽³⁾	86.964,1	208.905,9	61.137,5
PASIVO			
Pasivo no corriente			
Provisiones por juicios y otros reclamos	4.207,0	5.442,8	1.982,0
Otras provisiones	153.388,5	128.820,3	29.249,4
Pasivo por impuesto diferido	27.098,8	13.989,9	9.420,1
Deudas fiscales			1,5
Deudas por arrendamientos	12.442,8	11.358,0	5.435,8
Deudas financieras	767.465,0	310.046,9	79.993,9
Total del pasivo no corriente	964.602,1	469.657,9	126.082,7
Pasivo corriente			
Otras provisiones	9.135,7	8.447,7	3.922,4
Otras deudas	7.458,3	4.961,8	1.521,8
Deudas fiscales	4.853,5	4.447,3	8.949,4
Remuneraciones y cargas sociales	14.959,8	11.802,2	7.186,7
Deudas por arrendamientos	9.255,6	5.977,6	2.207,8
Deudas financieras	199.405,3	95.708,2	22.235,4
Deudas comerciales	127.482,0	87.604,9	20.045,7
Total del pasivo corriente	372.550,1	218.949,7	66.069,3
TOTAL DEL PASIVO	1.337.152,2	688.607,6	192.152,0
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	1.424.116,3	897.513,5	253.289,4

(1) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, incluye \$2.070,2 y \$2.511,2 millones, respectivamente, correspondientes a créditos contra el Estado Nacional por subsidios. Ver "Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo

Luis Villarreal
Subdelegado

los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en este Prospecto. Ver también la Nota 10 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

(2) Al 31 de diciembre de 2021, incluye \$9.152,7 millones, correspondientes a créditos contra el Estado Nacional por subsidios. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es beneficiaria, lo podría generar un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” en este Prospecto. Ver también Nota 4 de los estados financieros correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(3) Incluye \$2.647,3 millones al 31 de diciembre de 2023 por reserva por revalúo de activos que corresponden al efecto de adoptar el modelo de revaluación en el activo de “Midstream”. Ver Nota 2.2.3 de los estados financieros correspondientes al 31 de diciembre de 2023. Para mayor información ver “Antecedentes Financieros – Cambios de Políticas Contables – Modelo de Revaluación en el activo del “Midstream” en esta Sección.

(4) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

Estado de Cambios en el Patrimonio

	Al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽¹⁾
PATRIMONIO	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)	(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)	(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
Capital social	399,1	399,1	399,1
Ajuste integral al Capital	30.943,7	30.943,7	9.655,8
Reserva legal	6.268,6	6.268,6	2.013,0
Reserva facultativa	169.323,7	144.657,1	42.814,1
Reserva por revalúo de activos	2.647,3	7.138,5	2.688,9
Diferencia de conversión	32.143,7	(9.130,2)	(942,4)
Resultados no asignados	(154.762,1)	28.629,2	4.498,9
Patrimonio atribuible a los accionistas	86.964,1	208.905,9	61.137,5
Participación no controladora	-	-	-
Total Patrimonio	86.964,1	208.905,9	61.137,5

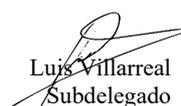
(1) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

Estado de Flujo de Efectivo

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽¹⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)	(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)	(en millones de pesos expresados en moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
Flujo de fondos			
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del ejercicio	94.408,7	107.594,2	41.454,3
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	49.803,0	59.075,4	39.807,8
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(302.883,9)	(143.920,6)	(50.414,0)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	156.374,7	91.405,5	11.163,9
Resultados financieros generados (utilizados) por el efectivo y equivalentes del efectivo	119.298,7	(19.745,7)	(7.461,1)
Efectivo y equivalentes del efectivo al cierre del ejercicio	117.001,3	94.408,7	34.550,9

(1) El primer semestre de 2021 no refleja los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

Indicadores financieros


Luis Villarreal
Subdelegado

En el siguiente cuadro se indican los principales índices de la Emisora para los períodos allí indicados.

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
COEFICIENTES FINANCIEROS SELECCIONADOS			
Liquidez ⁽¹⁾	1,10	0,99	1,19
Solvencia ⁽²⁾	0,07	0,30	0,32
Inmovilización del capital ⁽³⁾	0,71	0,76	0,69
Rentabilidad ⁽⁴⁾	(1,06)	0,12	0,01

(1) Calculado como activo corriente dividido por pasivo corriente.

(2) Calculado como patrimonio neto dividido pasivo total. Calculado como activo no corriente dividido activo total.

(3) Calculado como activo no corriente dividido activo total.

(4) Calculado como el resultado dividido el patrimonio promedio. El índice de rentabilidad se incluye solamente para los estados financieros anuales

Capitalización y Endeudamiento

En el siguiente cuadro se exponen la capitalización y el endeudamiento financiero y no financiero de la Emisora al 31 de diciembre de 2023.

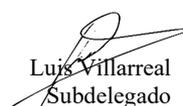
La siguiente tabla debe ser leída con el apartado “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora” de esta Sección, como también con los estados financieros de la Emisora.

	Al 31 de diciembre de 2023
	(en millones de pesos)
Efectivo y equivalentes de efectivo	117.001,3
Deuda a largo plazo	
Endeudamiento bancario	167.983,5
Obligaciones Negociables	599.481,5
Otras deudas financieras	-
Deuda a corto plazo	
Endeudamiento bancario	122.811,3
Obligaciones Negociables	58.135,8
Partes relacionadas	18.458,2
Deuda Total	966.870,3
Capital social	
Capital	399,1
Ajuste Integral del Capital	30.943,7
Reserva Legal	6.268,6
Reserva Facultativa	169.323,7
Reserva por revalúo de activos	2.647,3
Diferencia de conversión	32.143,7
Resultados no asignados	(154.762,1)
Patrimonio Neto	86.964,1
Capitalización Total	1.053.834,4

Al 31 de diciembre de 2023, el total del endeudamiento financiero de la Emisora fue de \$966.870,3 millones. El siguiente cuadro presenta el endeudamiento financiero bancario y no bancario de la Emisora al 31 de diciembre de 2023.

	Pendiente al 31 de diciembre de 2023 (en millones de pesos) ⁽¹⁾	Tasa de interés	Moneda	Fecha de desembolso / emisión	Fecha de vencimiento
Préstamos Bancarios ⁽⁴⁾					
Sindicado en Dólares 2023	78.592,5	6,5%	US\$	27/04/2023	11/10/2025
Subtotal	78.592,5				

Endeudamiento No Bancario


 Luis Villarreal
 Subdelegado

	Pendiente al 31 de diciembre de 2023 (en millones de pesos) ⁽¹⁾	Tasa de interés	Moneda	Fecha de desembolso / emisión	Fecha de vencimiento
Préstamo con Halliburton	32.338,0	0,00%	US\$	04/10/2023	04/07/2027
Préstamo con PBB Polisor	24.253,5	0,00%	US\$	22/03/2023	22/03/2026
Eurobanco Bank Ltd.	54.318,8	2,50%	US\$	04/05/2023	11/03/2024
Préstamo AA2000	11.990,6	4%	US\$	09/06/2023	03/06/2024
Préstamo Santander	1.072,5	8,00%	US\$	10/05/2023	17/07/2024
Préstamo Santander	4.607,1	7,50%	US\$	01/08/2023	23/12/2024
Préstamo Santander	3.311,2	7,70%	US\$	06/11/2023	19/12/2025
Subtotal	210.484,3				
Obligaciones negociables ⁽²⁾					
<i>Régimen de Emisor Frecuente</i>					
Obligaciones Negociables Clase 17	99.222,9	9,50%	US\$	08/09/2020	08/03/2025
Obligaciones Negociables Clase 23 ⁽³⁾	80.806,4	6,05%	US\$	17/09/2021	17/09/2031
Obligaciones Negociables Clase 25	9.125,1	3,25%	US\$	25/02/2022	25/02/2024
Obligaciones Negociables Clase 27 ⁽³⁾	62.109,9	3,50%	US\$	07/06/2022	07/06/2029
Obligaciones Negociables Clase 28 ⁽³⁾	64.643,2	0,00%	US\$	07/09/2022	07/09/2026
Obligaciones Negociables Clase 30 ⁽³⁾	121.267,2	0,00%	US\$	10/03/2023	10/03/2025
Obligaciones Negociables Clase 31 ⁽³⁾	42.308,5	0,00%	US\$	9/06/2023	9/06/2026
Obligaciones Negociables Clase 32	10.419,7	6,00%	US\$	9/06/2023	9/12/2025
<i>Emisiones Privadas</i>					
Obligaciones Negociables Convertibles ⁽³⁾	161.638,5	0,00%	US\$	12/07/2023	11/07/2028
Subtotal	651.541,4				
Pagarés Bursátiles	98.768,8	-2,70% / 1,00%	US\$	Julio 2022 / Mayo 2023	Junio 2024 / Mayo 2025
Subtotal	98.768,8				
Intereses devengados a pagar	6.076,0				
Diversos	-				
Total	966.870,3				

(1) Monto neto de gastos de amortización.

(2) No incluye las Obligaciones Negociables Clases 22, 24, 26 y 29, ya que fueron rescatadas en su totalidad en fecha 12 de junio de 2023. Ver la Sección “*Endeudamiento No Bancario No Garantizado – Emisiones Bajo el Régimen de Emisor Frecuente*” de este Capítulo.

(3) El monto de capital está denominado en dólares, pero fue suscripto y es pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable.

(4) No incluye el préstamo con Banco Macro S.A. ya que fue celebrado con fecha 11 de abril de 2024. Para más información ver “*Endeudamiento No Bancario No Garantizado*” de este Capítulo.

El siguiente cuadro refleja el perfil de los vencimientos de capital del endeudamiento de la Emisora al 31 de diciembre de 2023 (sin considerar deuda incurrida y amortizaciones anticipadas ocurridas con posterioridad a dicha fecha):

	Total	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6 o posteriores
	(en millones de dólares estadounidenses) ⁽¹⁾						
Endeudamiento total	1.196,0	246,7	381,6	184,7	76,9	236,9	69,2

(1) Calculado al tipo de cambio vendedor divisa informado por el Banco de la Nación Argentina al 31 de diciembre de 2023.


 Luis Villarreal
 Subdelegado

Endeudamiento Bancario Garantizado

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ha contraído endeudamiento bancario garantizado.

Endeudamiento Bancario No Garantizado

Préstamo Sindicado en Dólares 2019

Con fecha 21 de mayo de 2019, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en dólares estadounidenses, con Citibank N.A., como agente administrativo, la Sucursal de Citibank N.A., establecida en la República Argentina, como organizador, agente de desembolso argentino y prestamista, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. y Banco Santander S.A., como organizadores y prestamistas, por la suma de setenta y cinco millones de dólares estadounidenses (US\$75.000.000) (conforme fuera modificado en fecha 5 de febrero de 2020, el “**Préstamo Sindicado en Dólares 2019**”). Con fecha 23 de mayo de 2019, se efectuó el desembolso por el monto total.

El Préstamo Sindicado en Dólares 2019 devengó a una tasa de nominal anual del 9,5%. Los intereses bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2019 fueron pagaderos trimestralmente. El capital bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2019 se amortizó en cinco cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, pagaderas a partir del 21 de mayo de 2020, con la última cuota con vencimiento el 21 de mayo de 2021.

La Emisora utilizó una porción del producido del Préstamo Sindicado en Dólares 2019 para la cancelación de determinados préstamos denominados en dólares con vencimiento durante 2018 y 2019.

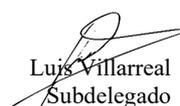
Con fecha 30 de septiembre de 2020, la Emisora canceló en su totalidad el capital pendiente bajo la porción del préstamo sindicado correspondiente a Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. por la suma de US\$9 millones. A tal efecto, en la misma fecha los restantes prestamistas otorgaron una dispensa respecto de las cláusulas de distribución a prorrata de las amortizaciones que se efectúen en el marco del Préstamo Sindicado en Dólares 2019 e Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. cesó en su carácter de prestamista bajo dicho préstamo.

En fecha 21 de mayo de 2021, la Emisora realizó el pago de la quinta y última cuota de amortización de capital debida bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2019, y por tanto el mismo se encuentra cancelado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.

Préstamo Sindicado en Pesos 2020

Con fecha 7 de octubre de 2020, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en pesos, a ser otorgado por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., Banco Santander Río S.A. y La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, como prestamistas, e ICBC, como agente administrativo, por hasta el equivalente en pesos de US\$45.000.000 (dólares estadounidenses cuarenta y cinco millones) (el “**Préstamo Sindicado en Pesos 2020**”).

Sujeto al cumplimiento de las condiciones suspensivas previstas en el contrato del Préstamo Sindicado en Pesos 2020, el préstamo se desembolsó en tres tramos en o antes del 24 de noviembre de 2020, en o antes del 22 de febrero de 2021 y en o antes del 21 de mayo de 2021, respectivamente. El préstamo fue amortizable en cinco cuotas iguales, trimestrales y consecutivas, pagaderas a partir del 24 de agosto de 2021.


Luis Villarreal
Subdelegado

Los fondos del préstamo fueron destinados a la cancelación de los servicios de capital pagaderos por la Emisora en virtud de las obligaciones emanadas del Préstamo Sindicado en Dólares 2019.

Debido a la emisión por la Emisora de las Obligaciones Negociables Clase 18 que permitieron obtener fondos suficientes para afrontar el pago de la cuota de capital e intereses del Préstamo Sindicado en Dólares 2019 con vencimiento el 24 de noviembre de 2020, la Emisora optó por no solicitar el primer desembolso bajo el Préstamo Sindicado en Pesos 2020. Con fechas 22 de febrero y 21 de mayo de 2021, fueron desembolsados los fondos correspondientes al segundo y tercer desembolso, conforme lo previsto en el Préstamos Sindicado en pesos 2020.

En fecha 3 de agosto de 2021, la Emisora precanceló el Préstamo Sindicado en Pesos 2020, y por tanto este préstamo se encuentra cancelado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.

Préstamo Puente con Eurobanco Bank Ltd.

Con fecha 23 de junio de 2021, la Emisora remitió a Eurobanco Bank Ltd. una oferta para el otorgamiento de una línea de crédito, a ser puesta a disposición de la Emisora por la suma de hasta US\$100.000.000 y por un plazo de 180 días para ser utilizados en inversiones y capital de trabajo de la Emisora (*senior unsecured bridge loan facility*, o el “**Préstamo Puente**”), la cual fue aceptada por Eurobanco Bank Ltd en la misma fecha. Con fecha 26 de junio de 2021 se realizó el desembolso por el monto de US\$100.000.000.

El capital adeudado bajo el Préstamo Puente fue amortizado en el período de tres meses, operando su vencimiento el 25 de septiembre de 2021. Los intereses del Préstamo Puente fueron pagaderos de manera trimestral, y se devengaron con una tasa equivalente a LIBOR más 9,00%, por tanto este préstamo se encuentra cancelado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.

Préstamo Sindicado en Dólares 2021

Con fecha 30 de julio de 2021, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en dólares estadounidenses con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., como agente administrativo y prestamista, Banco Santander S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Macro S.A., La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, y Banco de Valores S.A. como prestamistas, y Banco Itaú Argentina S.A., como proveedor de cobertura por la suma de US\$115.000.000 (ciento quince mil millones de dólares estadounidenses) (el “**Préstamo Sindicado en Dólares 2021**”), el cual fue desembolsado en su integridad el 3 de agosto de 2021.

Los fondos del Préstamo Sindicado en Dólares 2021 fueron destinados a capital de trabajo, inversiones y usos corporativos generales. La Emisora ha utilizado una porción del producido del Préstamo Sindicado en Dólares 2021 a la precancelación del Préstamo Sindicado en Pesos 2020.

El Préstamo Sindicado en Dólares 2021 devengó intereses a una tasa del 8,5% nominal anual por el tramo sin cobertura y del 7,00% nominal anual por el tramo con cobertura. Los intereses bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2021 fueron pagaderos trimestralmente. El capital bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2021 fue amortizado por la Emisora en dos cuotas iguales, pagaderas a los 12 y a los 18 meses desde la fecha de desembolso, y por tanto el mismo se encuentra cancelado en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.

Préstamo Sindicado en Dólares 2023

En el mes de abril de 2023, la Emisora, suscribió un contrato de préstamo sindicado en dólares estadounidenses con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U., como organizador, agente administrativo y prestamista, Banco Santander Argentina S.A. y La Sucursal


Luis Villarreal
Subdelegado

de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina, como organizadores y prestamistas, y Banco de Valores S.A., Nuevo Banco de Santa Fe S.A. y Banco de Santa Cruz S.A., como prestamista (conforme fuera modificado, el “**Préstamo Sindicado en Dólares 2023**”). A la fecha de este Prospecto, la Emisora recibió desembolsos por US\$96.000.000 (noventa y seis millones).

Los fondos del Préstamo Sindicado en Dólares 2023 serán destinados a integración de capital de trabajo y/o inversiones de capital a los fines de cumplir con los compromisos de inversión de la Emisora en las áreas en las que opera.

El Préstamo Sindicado en Dólares 2023 devenga intereses a una tasa del 6,5% nominal anual, y son pagaderos trimestralmente. El capital bajo el Préstamo Sindicado en Dólares 2023 será amortizado por la Emisora en cinco cuotas iguales, pagaderas a los 18, 21, 24, 27 y 30 meses desde la fecha de desembolso.

Préstamo con Banco Macro

El 11 de abril de 2024, la Emisora suscribió un contrato de préstamo en dólares estadounidenses con Banco Macro S.A., como prestamista, por la suma de US\$25.000.000 (el “**Préstamo con Macro**”). Los fondos serán destinados a la integración de capital de trabajo. El Préstamo con Macro devenga intereses a una tasa fija del 8,25% nominal anual, y son pagaderos trimestralmente, a trimestre vencido. El capital de dicho préstamo será amortizado por la Emisora en una única cuota al vencimiento, es decir el 10 de octubre de 2025.

Endeudamiento No Bancario No Garantizado

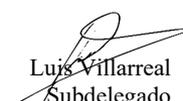
Emisiones bajo el Régimen de Emisor Frecuente

La Emisora ha emitido y colocado en Argentina obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente autorizado por la CNV, a la fecha de este Prospecto, se encuentran en circulación las siguientes clases de Obligaciones Negociables emitidas en el marco del Régimen de Emisor Frecuente: (i) Obligaciones Negociables Clase 17, por un valor nominal en circulación de US\$95.607.252; (ii) Obligaciones Negociables Clase 23, por un valor nominal en circulación de US\$100.000.000; (iii) Obligaciones Negociables Clase 27 por un valor nominal en circulación de US\$76.863.734; (iv) Obligaciones Negociables Clase 28 por un valor nominal en circulación de US\$80.000.000; (v) Obligaciones Negociables Clase 30 por un valor nominal en circulación de US\$150.000.000; (vi) Obligaciones Negociables Clase 31 por un valor nominal en circulación de US\$52.379.297; (vii) Obligaciones Negociables Clase 32 por un valor nominal en circulación de US\$12.896.452; (viii) Obligaciones Negociables Clase 33 por un valor nominal en circulación de US\$21.462.620 y (ix) Obligaciones Negociables Clase 34 por un valor nominal en circulación de US\$38.537.380.

A la fecha de este Prospecto, el monto total de obligaciones negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo las obligaciones negociables canceladas y las que se encuentran en circulación, asciende a la suma de US\$1.051.670.358. Considerando que bajo la normativa aplicable al Régimen de Emisor Frecuente la CNV autoriza sin posibilidad de reemisión, el monto actualmente disponible de emisión para la Emisora es de US\$1.248.329.642.

Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2023 se encontraban vigentes las obligaciones negociables que se describen a continuación, junto con las emitidas con posterioridad:

- *Obligaciones Negociables Clase 17*


Luis Villarreal
Subdelegado

El 8 de agosto de 2020, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 17 por un valor nominal US\$196.110.000 en canje de las Obligaciones Negociables Clase “A”, por un valor nominal de US\$300 millones, a tasa fija del 9,5% nominal anual (las “**Obligaciones Negociables Clase “A”**”), integradas exclusivamente mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase “A”. Las Obligaciones Negociables Clase 17 devengan intereses a una tasa fija del 9,5% nominal anual. Los intereses se pagarán semestralmente y el capital se cancelará en seis cuotas semestrales, en fechas: 8 de septiembre de 2022, 8 de marzo de 2023, 8 de septiembre de 2023, 8 de marzo de 2024, 8 de septiembre de 2024 y 8 de marzo de 2025, conforme fue anunciado mediante el aviso de resultados publicado por la Emisora en fecha 3 de septiembre de 2020.

Tras la concreción de la oferta de canje, por medio de la cual la Emisora invitó a los tenedores las Obligaciones Negociables Clase “A” a canjear sus tenencias por Obligaciones Negociables Clase 17, el valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase 17 aumentó a US\$204.289.000. A la fecha de este Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase 17 se encuentran en circulación por un valor de US\$95.607.252.

- *Obligaciones Negociables Clase 22*

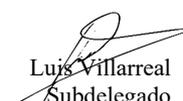
El 17 de septiembre de 2021, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 22 por un valor nominal de US\$20.000.000, denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable a una tasa fija del 3,00% nominal anual, con vencimiento el 17 de septiembre de 2024. Con fecha 12 de julio de 2023, la Emisora rescató la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase 22 por la suma de US\$20.200.000,00 (\$5.259.462.546,60 al tipo de cambio aplicable de fecha 10 de julio de 2023), equivalente al 101% del valor nominal en circulación de la Clase 22, en concepto de prima de rescate, más US\$34.520,55 (\$8.988.096,03 al tipo de cambio aplicable de fecha 10 de julio de 2023) en concepto de pago de intereses devengados desde el 21 de junio de 2023 (fecha de la última cuota de intereses pagada por la Emisora) y hasta la Fecha de rescate a una tasa del 3,00% nominal anual.

- *Obligaciones Negociables Clase 23*

El 17 de septiembre de 2021, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 23 por un valor nominal de US\$100.000.000 (o \$9.822 millones calculados al tipo de cambio inicial detallado en el aviso de resultados de fecha 17 de septiembre de 2021), denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable a una tasa fija. Las Obligaciones Negociables Clase 23 devengarán intereses a una tasa fija del 6,05% nominal anual. Los intereses se pagarán semestralmente, y el capital se cancelará en diez cuotas semestrales por semestre vencido, consecutivas, en fechas: 17 de marzo de 2027, 17 de septiembre de 2027, 17 de marzo de 2028, 17 de septiembre de 2028, 17 de marzo de 2029, 17 de septiembre de 2029, 17 de marzo de 2030, 17 de septiembre de 2030, 17 de marzo de 2031, 17 de septiembre de 2031, conforme fue anunciado mediante el aviso de resultados publicado por la Emisora en fecha 17 de septiembre de 2021.

- *Obligaciones Negociables Clase 24*

El 25 de febrero de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 24 por un valor nominal de US\$53.955.852, denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable a una tasa fija del 1,375% nominal anual, con vencimiento el 25 de agosto de 2024. Con fecha 12 de julio de 2023, la Emisora rescató la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase 24 por la suma de US\$54.495.410,52 (\$14.188.939.138,19 al tipo de cambio aplicable de fecha 10 de julio de 2023), equivalente al 101% del valor nominal en circulación de la Clase 24, en concepto de prima de rescate, más US\$89.433,67 (\$23.285.793,95 al tipo de cambio aplicable de fecha 10 de julio de 2023) en concepto de pago de intereses devengados


Luis Villarreal
Subdelegado

desde el 29 de mayo de 2023 (fecha de la última cuota de intereses pagada por la Emisora) y hasta la Fecha de rescate a una tasa del 1,375% nominal anual.

- *Obligaciones Negociables Clase 25*

El 25 de febrero de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 25 por un valor nominal de US\$11.287.128, denominados y pagaderas en dólares estadounidenses, a una tasa fija del 3,25% nominal anual. Los intereses se pagaron trimestralmente en fechas: 25 de mayo de 2022, 25 de agosto de 2022, 25 de noviembre de 2022, 25 de febrero de 2023, 25 de mayo de 2023, 25 de agosto de 2023, 25 de noviembre de 2023 y el 25 de febrero de 2024. El capital se canceló en una única cuota al vencimiento, es decir, el 25 de febrero de 2024.

- *Obligaciones Negociables Clase 26*

El 7 de junio de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 26 por un valor nominal de US\$63.136.266, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, a una tasa de interés fija del 0,00% nominal anual, con vencimiento el 7 de junio de 2025. Con fecha 12 de julio de 2023, la Emisora rescató la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase 26 por la suma de US\$63.767.628,66 (\$16.603.141.317,96 al tipo de cambio aplicable de fecha 10 de julio de 2023), equivalente al 101% del valor nominal en circulación de la Clase 26, en concepto de prima de rescate. Al ser la tasa de interés de las Obligaciones Negociables Clase 26 del 0,00% nominal anual, no hubo pago alguno de intereses por la Emisora en el marco de su rescate.

- *Obligaciones Negociables Clase 27*

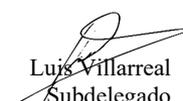
El 7 de junio de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 27 por un valor nominal de US\$76.863.734, denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, a una tasa fija del 3,50% nominal anual. Los intereses se pagarán semestralmente, y el capital será amortizado en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable en nueve cuotas semestrales por semestre vencido, consecutivas, en fechas: 7 de junio de 2025, 7 de diciembre de 2025, 7 de junio de 2026, 7 de diciembre de 2026, 7 de junio de 2027, 7 de diciembre de 2027, 7 de junio de 2028, 7 de diciembre de 2028 y 7 de junio de 2029, conforme fue anunciado mediante el aviso de resultados publicado por la Emisora en fecha 7 de junio de 2022.

- *Obligaciones Negociables Clase 28*

El 7 de septiembre de 2022, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 28 por un valor nominal de US\$80.000.000, denominados en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, a una tasa fija del 0,00% nominal anual. Resultando la tasa de licitada 0,00%, las Obligaciones Negociables Clase 28 no devengan intereses, y su capital se cancelará en tres cuotas trimestrales por trimestre vencido, consecutivas, en fechas: 7 de marzo de 2026, 7 de junio de 2026 y 7 de septiembre de 2026. Las Obligaciones Negociables Clase 28 fueron integradas: (i) en pesos; y (ii) en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 18 conforme la Relación de Canje (según dicho término se define en el suplemento de prospecto de fecha 31 de agosto de 2022) denominadas en dólares estadounidenses y suscriptas y pagaderas en pesos al tipo de cambio vigente emitidas por un valor nominal de US\$20,0 millones. El vencimiento de las Obligaciones Negociables Clase 28 es el 7 de septiembre de 2026.

- *Obligaciones Negociables Clase 29*

El 19 de enero de 2023, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 29 por un valor nominal de US\$42.273.005, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, a una tasa fija del 1,00% nominal anual, con vencimiento el 19 de


Luis Villarreal
Subdelegado

enero de 2027. Con fecha 12 de julio de 2023, la Emisora rescató la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase 29 por la suma de US\$43.118.465,10 (\$11.226.730.309,92 al tipo de cambio aplicable de fecha 10 de julio de 2023), equivalente al 102% del valor nominal en circulación de la Clase 29, en concepto de prima de rescate, más US\$97.285,82 (\$25.330.253,79 al tipo de cambio aplicable con fecha 10 de julio de 2023) en concepto de pago de intereses devengados desde el 19 de abril de 2023 (fecha de la última cuota de intereses pagada por la Emisora) y hasta la Fecha de rescate a una tasa del 1,00% nominal anual.

- *Obligaciones Negociables Clase 30*

El 10 de marzo de 2023, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 30 por un valor nominal de US\$150.000.000, suscriptas a un precio de emisión de 100,5%, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, a una tasa fija del 0,00% nominal anual. Resultando la tasa de licitada 0,00%, las Obligaciones Negociables Clase 30 no devengan intereses, y su capital se cancelará en una única cuota al vencimiento, es decir, el 10 de marzo de 2025.

- *Obligaciones Negociables Clase 31*

El día 9 de junio de 2023, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 31 por un valor nominal de US\$52.379.297, suscriptas a un precio de emisión de 116,300%, denominadas en dólares estadounidenses y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, a una tasa fija del 0,00% nominal anual. Resultando la tasa de 0,00%, las Obligaciones Negociables Clase 31 no devengan intereses, y su capital se cancelará en forma íntegra en la fecha de vencimiento, es decir, el 9 de junio de 2026.

- *Obligaciones Negociables Clase 32*

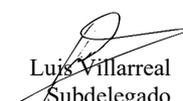
El día 9 de junio de 2023, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 32 por un valor nominal de US\$12.896.452, suscriptas a un precio de emisión del 100%, denominadas y pagaderas en dólares estadounidenses, a una tasa fija del 6,00% nominal anual. Los intereses se pagarán semestralmente, en fechas: 9 de diciembre de 2023, 9 de junio de 2024, 9 de diciembre de 2024, 9 de junio de 2025 y el 9 de diciembre de 2025. El capital se cancelará en forma íntegra en la fecha de vencimiento, es decir, el 9 de diciembre de 2025.

- *Obligaciones Negociables Clase 33*

El día 23 de febrero de 2024, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 33 por un valor nominal de US\$21.462.620, suscriptas a un precio de emisión de 100%, denominadas en dólares estadounidenses a ser suscriptas y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 4,00% nominal anual. Los intereses serán pagaderos trimestralmente, en fechas: 23 de mayo 2024, 23 de agosto 2024, 23 de noviembre 2024, 23 de febrero 2025, 23 de mayo 2025, 23 de agosto 2025, 23 de noviembre 2025, 23 de febrero 2026. El capital se cancelará en forma íntegra en la fecha de vencimiento, es decir, el 23 de febrero de 2026.

- *Obligaciones Negociables Clase 34*

El día 23 de febrero de 2024, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 34 por un valor nominal de US\$38.537.380, suscriptas a un precio de emisión del 100%, denominadas, suscriptas y pagaderas en dólares estadounidenses, a una tasa fija del 7,00% nominal anual. Los intereses serán pagaderos semestralmente, en fechas: 23 de agosto 2024, 22 febrero 2025, 23 de agosto 2025, 23 de febrero 2026. El capital se cancelará en forma íntegra en la fecha de vencimiento, es decir, el 23 de febrero de 2026.


Luis Villarreal
Subdelegado

Emisiones Privadas

El día 11 de julio de 2023, la Emisora colocó en forma privada obligaciones negociables convertibles en acciones por la suma de US\$200.000.000, a ser suscriptas y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable y que no devenguen intereses (las “**Obligaciones Negociables Convertibles**”) según los términos de la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 (y sus modificatorias y complementarias). Esta emisión fue aprobada por asamblea general extraordinaria y especial de accionistas clases “A” y “B” de la Emisora en fecha 12 de julio de 2023.

Los accionistas renunciaron y cedieron el derecho de suscripción preferente respecto de las Obligaciones Negociables Convertibles a favor de PBBPolisur S.R.L. y Dow Investment Argentina S.R.L., quienes suscribieron Obligaciones Negociables Convertibles por las sumas de US\$176.000.000 y US\$24.000.000, respectivamente.

Préstamo con PBBPolisur SRL

El 22 de marzo de 2023 la Emisora suscribió un contrato de préstamo por US\$30.000.000, denominado en dólares estadounidenses, desembolsado y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable (el “**Préstamo con PBB**”). El desembolso del Préstamo con PBB fue efectuado en su totalidad el 23 de marzo de 2023. El préstamo tiene un plazo de 36 meses, devengará una tasa nominal anual del 0,00% y su capital amortizará una única cuota el 22 de marzo de 2026. El préstamo está garantizado por una garantía bancaria unilateral a primer requerimiento otorgada por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Préstamos con Halliburton Argentina S.R.L.

El 3 de octubre de 2023, la Emisora suscribió un contrato de préstamo por US\$40.000.000, denominado en dólares estadounidenses, y desembolsado y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable (el “Préstamo con Halliburton”). El desembolso del Préstamo con Halliburton fue efectuado en su totalidad el 4 de octubre de 2023. El préstamo tiene un plazo de 45 meses, devengará una tasa nominal anual del 0,00% y su capital se amortizará en su totalidad en la fecha de vencimiento, teniendo la Emisora la posibilidad realizar pagos anticipados parciales a partir de los veinticuatro (24) meses contados a partir del desembolso hasta la fecha de vencimiento. En el caso de que se hagan pagos parciales anticipados, estos tienen que ser al menos de US\$5.000.000 y en múltiplos de US\$200.000, y requieren el pago de una prima adicional. El préstamo está garantizado por un pagaré emitido el 3 de octubre de 2023 a favor de Halliburton por la suma de US\$40.000.000.

El 4 de enero de 2024, la Emisora suscribió un segundo contrato de préstamo por US\$20.000.000, denominado en dólares estadounidenses, y desembolsado y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable (el “Segundo Préstamo con Halliburton”). El desembolso del Segundo Préstamo con Halliburton fue efectuado en su totalidad el 5 de enero de 2024. El préstamo tiene un plazo de 30 meses, devengará una tasa nominal anual del 4,00% y su capital se amortizará en su totalidad en la fecha de vencimiento, teniendo la Emisora la posibilidad de realizar pagos anticipados parciales sin costos adicionales a partir de que se cumplan dieciocho (18) meses contados a partir del desembolso hasta la fecha de vencimiento. En el caso de que se hagan pagos parciales, estos tienen que ser al menos de US\$5.000.000 y en múltiplos de US\$200.000, y requieren el pago de una prima adicional. El préstamo está garantizado por una promesa autónoma de pago emitida el 4 de octubre de 2023 a favor de Halliburton por la suma de US\$20.000.000.

Emisión de Pagarés Bursátiles por la Emisora y CGC Energía S.A.U.

Durante el año 2021, la Emisora no emitió pagarés bursátiles.


Luis Villarreal
Subdelegado

A lo largo del año 2022, la Emisora y CGC Energía S.A.U. emitieron siete pagarés bursátiles por un total de US\$46.200.000 para ser negociados en el Mercado Argentino de Valores y bajo la modalidad “dollar-linked”, es decir, denominados en dólares y pagaderos en pesos al tipo de cambio aplicable, de los cuales se encuentran en circulación cinco pagarés, por un monto de US\$36.200.000. La tasa de interés de los pagarés bursátiles vigentes emitidos en 2022 es fija nominal anual del 0,00%. El capital será cancelado en forma íntegra en cada vencimiento, que acaecen entre junio de 2024 y mayo de 2025.

A lo largo del año 2023, la Emisora y CGC Energía S.A.U. emitieron veintidós pagarés bursátiles por un total de US\$85.100.000 para ser negociados en el Mercado Argentino de Valores y bajo la modalidad “dollar-linked”, es decir, denominados en dólares y pagaderos en pesos al tipo de cambio aplicable, de los cuales se encuentran en circulación veintidós pagarés, por un monto de US\$85.100.000. La tasa de interés de los pagarés bursátiles vigentes emitidos en 2022 es fija nominal anual (pagaderos a descuento) entre -6,00% y 2,50%, promediando -0,79%. El capital será cancelado en forma íntegra en cada vencimiento, que acaecen entre junio de 2024 y julio de 2026.

A la fecha de este Prospecto, el monto total de los pagarés bursátiles en circulación representa US\$121.300.000.

Endeudamiento con partes relacionadas

Préstamo con AA2000

El 9 de junio de 2023 la Emisora instrumentó con Aeropuertos Argentina 2000 S.A. (“AA2000”), una sociedad del mismo grupo económico al cual pertenece la Emisora, un préstamo por la suma de US\$14.500.000 (conforme sus adendas, el “Préstamo con AA2000”). El Préstamo con AA2000 fue desembolsado en su totalidad el 9 de junio de 2023, e inicialmente devengaba intereses a una tasa del 4,00% nominal anual, pagaderos junto a la totalidad del capital 6 de diciembre de 2023.

El 5 de diciembre de 2023 la Emisora y AA2000 celebraron una adenda al Préstamo con AA2000 a fin de (i) extender la fecha de vencimiento del Préstamo con AA2000 al 3 de junio de 2024; (ii) capitalizar los intereses devengados desde la fecha de desembolso hasta la fecha de vencimiento original; y (iii) modificar la tasa de interés aplicable al devengamiento de los intereses compensatorios sobre el nuevo capital adeudado bajo el préstamo del 4,00% al 4,50% nominal anual. En dicho sentido, a la fecha de este Prospecto el capital adeudado bajo el Préstamo con AA2000 es de US\$14.786.027.

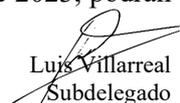
Endeudamiento No Bancario Garantizado

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ha contraído endeudamiento no bancario garantizado.

Capital social

Capital social de la Emisora

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$399.137.856 representado por 399.137.856 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal un peso \$1 cada una y con derecho a un voto por acción, de las cuales: (a) 279.396.499 son acciones Clase “A”; y (b) 119.741.357 son acciones Clase “B”. Conforme la reforma estatutaria decidida en la asamblea general extraordinaria y especial de accionistas Clase “A” y “B” del 12 de julio de 2023, podrán


Luis Villarreal
Subdelegado

emitirse acciones Clase “C” para atender a los pedidos de conversión de las Obligaciones Negociables Convertibles, en los términos que se detallan más adelante. Cada acción, sin importar su clase, representa los mismos derechos políticos y económicos, excepto respecto de la elección de los miembros del Directorio, cuyo procedimiento se describirá más adelante en esta Sección.

Los accionistas de la Emisora son actualmente los siguientes:

Accionista	Clase	Cantidad de acciones	Porcentaje
Latin Exploration S.L.U.	A	279.396.499	70%
Sociedad Comercial del Plata S.A.	B	119.741.357	30%

A la fecha, la Emisora no posee por sí misma, ni por medio de subsidiarias o vinculadas, acciones propias en cartera.

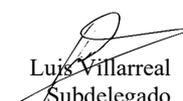
Según surge del acta de Directorio N° 1573 de fecha 6 de marzo de 2012, el Directorio de la Emisora ha resuelto (i) tomar nota del oficio judicial librado en los autos “Emisora General de Combustibles S.A. s/ Concurso Preventivo s/ Incidente de Apelación Art. 250 CPR (Expte. 049738)” en trámite por ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 18, Secretaría N° 36, que ordena a la Emisora a que proceda a registrar en su Libro de Registro de Accionistas, el levantamiento de la medida cautelar de no innovar y prohibición de contratar, que fuera ordenada el 7 de abril de 2006 en los autos caratulados “Sociedad Comercial del Plata S.A. s/ Concurso Preventivo s/ Incidente de Medidas Cautelares (Expte. N° 049523)” que había sido trabada e inscripta respecto de las acciones Clase A emitidas por la Emisora, y cuya titularidad corresponde a Latin Exploration S.L. y (ii) consecuentemente registrar dicho levantamiento de la medida cautelar en el Libro de Registro de Accionistas.

Conforme al acta de asamblea N° 166 de fecha 19 de diciembre de 2013, los accionistas de la Emisora han aprobado la conversión de 7.700.000 (siete millones setecientos mil) acciones Clase A, que Latin Exploration S.L.U. transfirió a Sociedad Comercial del Plata S.A. en fecha 18 de diciembre de 2013, en acciones clase B. En virtud de dicha transferencia, en la misma asamblea se decidió aprobar la reforma del artículo cuarto del estatuto y la incorporación al mismo del artículo ocho bis por los cuales se modificaron: (a) la composición accionaria del capital social conforme surge del cuadro precedente; y (b) se incrementó a dos el número de directores titulares y suplentes que deben designar los tenedores de acciones clase B que representen al menos el 30% del capital social. Estas modificaciones estatutarias se encuentran pendientes de inscripción ante el Registro Público de Comercio.

La Emisora aumentó su capital el 17 de abril de 2015 y reformó el artículo 4° del estatuto social, estableciendo que el capital social será de \$399.137.856 y estará representado en 399.137.856 acciones ordinarias, nominativas no endosables, de valor nominal \$1, que serán clase “A” o clase “B” según se determine en sus condiciones de emisión. El 12 de julio de 2023, se reformó el estatuto a través de la asamblea general extraordinaria y especial de accionistas Clase “A” y “B” (disponible en AIF bajo ID #3068300), donde se aprobó que podrán emitirse acciones Clase “C” para atender a los pedidos de conversión de las Obligaciones Negociables Convertibles emitidas el 12 de julio de 2023.

El capital podrá ser aumentado por decisión de la asamblea ordinaria hasta el quíntuplo, conforme lo dispone el artículo 188 de la Ley General de Sociedades N° 19.550. Las acciones y certificados provisionales que se emitan contendrán las menciones del artículo 211 de la Ley General de Sociedades. Se pueden emitir títulos representativos de más de una acción. En caso de mora en la integración del capital, el Directorio queda facultado para proceder de acuerdo con cualquiera de las vías previstas por el artículo 193 de la Ley General de Sociedades.

La Emisora no registra durante los tres últimos ejercicios reducciones o aumentos de capital.


Luis Villarreal
Subdelegado

Variaciones significativas en los últimos tres años en relación con la tenencia accionaria de la Emisora

De conformidad con lo detallado en la Sección “Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas – Información de los accionistas principales” de este Prospecto, en abril de 2013, S.A. Exploration Corp., titular del 100% de las acciones de Latin Exploration S.L.U, transfirió la totalidad de su participación accionaria en dicha sociedad, a Cedikor S.A., sujeta a la autorización de la CNDC, que fue otorgada en fecha 26 de abril de 2017. El 19 de noviembre de 2015, Cedikor S.A. transfirió a A.C.I. Capital S.à r.l. la totalidad de su participación accionaria en Latin Exploration S.L.U. Dicha transferencia se perfeccionó con fecha 21 de diciembre de 2015.

Por otra parte, la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 17 de abril de 2015 de la Emisora aprobó (i) la capitalización de un aporte irrevocable efectuado por Latin Exploration S.L.U. el 10 de marzo de 2015 por un monto de US\$11.741.921, equivalente a \$97.986.331 llevando la nueva cifra de capital social de la Emisora a \$301.151.525, cuya suscripción fue efectuada íntegramente por Latin Exploration S.L.U. De manera concomitante, Latin Exploration S.L.U. aceptó transferirle a Sociedad Comercial del Plata S.A. 29.395.899 acciones a fines de mantener las proporción de tenencia accionaria de cada uno de los accionistas en la Emisora; y (ii) un aumento de capital de \$231.151.525, llevando la nueva cifra de capital social de la Emisora a \$399.137.856 las cuales fueron íntegramente suscriptas por Latin Exploration S.L.U. y Sociedad Comercial del Plata S.A en la proporción de sus tenencias en la Emisora (70% y 30% respectivamente).

En fecha 11 de julio de 2023, se celebró la asamblea general extraordinaria y especial de accionistas de la Emisora, la cual aprobó la creación de acciones Clase “C” para el caso en el que los tenedores de las obligaciones negociables convertibles opten por la conversión en acciones societarias de la Emisora. En la mencionada reunión de accionistas, se aprobó que los tenedores podrán optar por convertir las obligaciones negociables convertibles en acciones Clase “C” representativas del porcentaje del capital social de la Sociedad, en cualquier momento, previa notificación a la Sociedad, en forma total, es decir hasta la suma de US\$200.000.000, o por un monto no inferior a US\$100.000.000. El cálculo de la conversión de las obligaciones negociables convertibles en acciones será equivalente a: (i) el resultado obtenido a partir de dividir (a) el valor nominal en Dólares Estadounidenses de las Obligaciones Negociables por (b) el Valor de Referencia; o (ii) En caso de que la diferencia entre el Tipo de Cambio Aplicable y el Tipo de Cambio Contado Con Liquidación sea mayor al 3%, el resultado obtenido a partir de dividir (b) el Valor de las Obligaciones Negociables al Contado Con Liquidación por (b) el Valor de Referencia.

La Emisora no registra durante los tres últimos años variaciones significativas en relación con la tenencia accionaria.

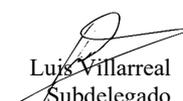
Cambios Significativos

Desde el 31 de diciembre de 2023, se han producido los siguientes cambios significativos en nuestra situación financiera:

Fusión con CGC Energía S.A.U.

Véase “Adquisición y fusión de CGC Energía S.A.U. – Información contable y financiera” en este Capítulo.

Emisión de pagarés bursátiles


Luis Villarreal
Subdelegado

El 2 de febrero de 2023, la Emisora emitió seis pagarés bursátiles para ser negociados en Mercado Argentino de Valores S.A, cada pagaré conforme se detalla a continuación: (i) el primer pagaré por un monto de US\$5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 0,5% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 17 de julio de 2024; (ii) el segundo pagaré por un monto de US\$5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 0,5% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 14 de agosto de 2024; (iii) el tercer pagaré por un monto de US\$2,5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 22 de julio de 2024; (iv) el cuarto pagaré por un monto de US\$2,5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 15 de julio de 2024; (v) el quinto pagaré por un monto de US\$2,5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 8 de julio de 2024; y (vi) el sexto pagaré por un monto de US\$2,5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 24 de junio de 2024.

El 16 de febrero de 2023, la Emisora emitió tres pagarés bursátiles para ser negociados en Mercado Argentino de Valores S.A, cada pagaré conforme se detalla a continuación: (i) el primer pagaré por un monto de US\$7 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 8 de noviembre de 2024; (ii) el segundo pagaré por un monto de US\$8 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 9 de diciembre de 2024; y (iii) el tercer pagaré por un monto de US\$5 millones, denominado en dólares y pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija del 1% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 8 de enero de 2025.

El 27 de abril de 2023, la Emisora emitió cuatro pagarés bursátiles para ser negociados en Mercado Argentino de Valores S.A, por un monto de US\$5 millones cada uno, denominados en dólares y pagaderos en pesos al tipo de cambio aplicable, a una tasa fija negativa del -2,7% nominal anual, a cancelarse en una única cuota el 29 de enero de 2025.

Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora

El siguiente análisis de la situación financiera y los resultados de las operaciones debe leerse junto con los estados financieros de la Emisora incluidos en otras partes de este Prospecto. Este análisis incluye manifestaciones sobre hechos futuros que reflejan las actuales expectativas de la Emisora y que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales y el momento en que se produzcan los hechos podrían diferir significativamente de lo indicado en estas manifestaciones sobre hechos futuros debido a diversos factores, incluyendo los considerados en la Sección “Factores de Riesgo” y en otras partes de este Prospecto.

Presentación de los Estados Financieros

El siguiente análisis se basa en los estados financieros incluidos en este Prospecto que fueron preparados de acuerdo a las Normas de Contabilidad NIIF.

Las fluctuaciones de la moneda y la inflación en la Argentina han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

De acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, las transacciones realizadas en monedas diferentes al peso argentino han sido convertidas, en los estados financieros de la Emisora mencionados en este Prospecto, a pesos argentinos al tipo de cambio aplicable a la fecha de la


Luis Villarreal
Subdelegado

transacción o de la valuación en caso de ítems medibles. Las diferencias de tipo de cambio resultantes de conversiones a pesos argentinos de estas transacciones o mediciones al cierre de los activos o pasivos valuados en moneda extranjera, son registradas en el estado de resultados de la Emisora como ganancia o pérdida, según corresponda. Para más información, véase la Nota 2.2.4 de los Estados Financieros Anuales Auditados. Ver también la Sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina — La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora*”.

De acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF y la NIC 29, los Estados Financieros Anuales Auditados de la Emisora han sido ajustados para reflejar los efectos de la inflación. Ver también “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – A partir del 1° de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto*” en este Prospecto.

Ingresos

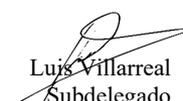
La Emisora obtiene la mayoría de sus ingresos principalmente de las ventas de gas, petróleo crudo y en menor medida GLP. Un ingreso proveniente de la venta de bienes y/o servicios se reconoce como tal al momento en que los riesgos y los beneficios de la propiedad han sido transferidos, como por ejemplo al momento que la titularidad sobre los hidrocarburos se transmite a los proveedores u otros consumidores. La Emisora también reconoce ingresos de los subsidios o incentivos del Estado Nacional bajo programas de estímulo, como el programa Plan GasAr que se encuentra vigente, y el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, que no se encuentran vigentes. Durante el período desde enero de 2018 hasta 2021, los subsidios devengados bajo el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, que consistieron en un monto fijo denominado en dólares estadounidenses por unidad de producción, fueron registrados como ingresos.

Para mayor información sobre los programas de incentivo, ver “– *Tendencias relacionadas con el negocio del petróleo y del gas – Precios del gas y subsidios*” en esta sección.

Los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023, 2022 y 2021 reflejan los ingresos de la Emisora. Ver la Nota 24 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Costo de Ingresos

El costo de ingresos del negocio del petróleo y gas de la Emisora se relaciona principalmente con: (i) los costos operativos (incluyendo servicios contratados, repuestos y reparaciones, salarios, jornales, cargas sociales y otros gastos de personal, impuestos, tasas y contribuciones; costos de energía; y gastos de oficina); (ii) la depreciación de bienes de uso; y (iii) el pago de regalías, cánones a los superficiarios, y otros derechos de participación pagados en conexión con los permisos de exploración y las concesiones en Argentina. Un costo de ingreso se registra al momento en que la titularidad de los hidrocarburos se transmite a los proveedores u otros consumidores. Para mayor información, ver Nota 25 de los Estados Financieros Anuales Auditados.


Luis Villarreal
Subdelegado

En Argentina, los titulares de las concesiones de explotación y permisos de exploración deben abonar a las autoridades provinciales, regalías que pueden ir desde un mínimo del 12% hasta un máximo del 18% sobre la producción en boca de pozo valuada a los precios del punto de entrega, menos costos de transporte y tratamiento y otras deducciones. Además, titulares de concesiones de explotación y permisos de exploración deben abonar a las autoridades nacionales o provinciales canon variable de superficie.

Gastos de Comercialización y Administración

La Emisora también reconoce gastos de comercialización y administración como los gastos incurridos hasta el último día del período pertinente. Los gastos de comercialización y administración incluyen el impuesto a los ingresos brutos, impuestos sobre las exportaciones, y honorarios y retribuciones por servicios, así como sueldos, jornales y cargas sociales, en cada caso, del personal administrativo y de comercialización.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración derivados de sus negocios de petróleo y gas son imputados por separado e incluyen solamente los pozos y estudios no exitosos. Ver la Nota 28 de los Estados Financieros Anuales Auditados. Los demás costos de exploración y evaluación relacionados a proyectos en curso se capitalizan temporalmente como activos de exploración y evaluación bajo el rubro propiedad, planta y equipo –no sujetos a depreciación– hasta que los resultados de los esfuerzos exploratorios son evaluados a fin de determinar si hay suficientes reservas de hidrocarburos para explotar comercialmente los pozos. Si los esfuerzos exploratorios se consideran exitosos, los gastos de exploración se registran como pozos e instalaciones de producción que están sujetos a depreciación. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 se registraron \$8.050,7 millones de gastos de exploración.

Ganancia por Inversiones en Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos

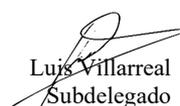
La Emisora reconoce una ganancia neta por las inversiones valuadas conforme al método de participación en función del aumento o reducción en el valor de su participación accionaria al último día del período pertinente. La Emisora obtiene ganancias y pérdidas del transporte de gas natural por algunas de sus afiliadas. Ver la Nota 9 de los Estados Financieros Anuales Auditados.

Principales Factores que Afectan las Actividades y los Resultados de las Operaciones de la Emisora

Condiciones Económicas y Políticas de la Argentina

Dado que una porción mayoritaria de los productos de petróleo y gas de la Emisora se venden principalmente a clientes ubicados en la Argentina, los resultados operativos y las condiciones financieras de la Emisora se encuentran afectados significativamente por las condiciones macroeconómicas y políticas del país. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el gobierno han tenido, y se espera que sigan teniendo, un impacto significativo sobre la Emisora. Ver “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina” en este Prospecto.

En diciembre de 2001, Argentina experimentó una crisis sin precedentes que virtualmente paralizó la economía del país hasta la mayor parte de 2002. En respuesta a esta crisis, se adoptaron una serie de políticas económicas intervencionistas como medidas de emergencia, lo que produjo un impacto negativo significativo sobre el sector energético, entre otros. La administración anterior eliminó los controles cambiarios y redujo los impuestos a las importaciones y exportaciones y ajustó las tarifas aplicables al sector de petróleo y gas. La administración anterior


Luis Villarreal
Subdelegado

introdujo varias reformas destinadas a reducir la evasión fiscal y fomentar la inversión, sosteniendo al mismo tiempo sus esfuerzos a mediano y largo plazo destinados a restaurar el equilibrio fiscal, inclusive reduciendo significativamente los subsidios al consumo de energía y ajustando las tarifas.

Hacia el final de la administración del expresidente Mauricio Macri, debido a la alta inflación y la creciente devaluación del peso, se reestablecieron los controles cambiarios. Para más información ver *“Información Adicional – Control de Cambios”* y *“Factores de Riesgo - La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora – La implementación de nuevos controles de cambio y de restricciones a las transferencias de fondos al exterior y al ingreso de capitales podría tener un efecto sustancial adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, la actividad de la Emisora y la posibilidad de pagar sus deudas”* de este Prospecto.

Desde su asunción el 10 de diciembre de 2019, la administración del expresidente Alberto Fernández ha tomado medidas adicionales en el contexto de la Ley de Solidaridad, que incluye la suspensión del aumento en las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas (inicialmente por un plazo de 180 días, hasta junio de 2020 y prorrogado por 180 días adicionales mediante el Decreto N° 543/2020), con la intención de renegociar las tarifas aplicables en el sector energético. Durante dicho congelamiento el Decreto N° 543/2020 previó que los distribuidos de gas y energía (entre otros servicios provistos) no podrían cortar los suministros de gas o energía eléctrica a los usuarios que registren deudas con los distribuidores por seis períodos de facturación consecutivos, a partir del 1° de marzo de 2020.

En fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral de las tarifas aplicables en el sector energético y prorrogó el congelamiento tarifario entonces vigente por un plazo de 90 días adicionales. El mencionado proceso de renegociación fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a tres años desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto 1020/2020, y facultándose a dichos organismo para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional.

El 23 de febrero de 2021, mediante la publicación de la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 16 de marzo de 2021, a fin de considerar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias de conformidad con lo dispuesto con el Decreto N° 1020/2020 y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 4 de marzo de 2021 el ENRE convocó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a una audiencia pública que se llevó a cabo los días 29 y 30 de marzo de 2021, en la que se buscaba definir una tarifa de transición hasta que se apruebe un nuevo marco tarifario, finalizando de dicho modo el referido período de congelamientos tarifarios entonces vigente.

Como resultado de dichas audiencias, con fecha 30 de abril de 2021, mediante las Resoluciones N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE dispuso un aumento del 9% de la tarifa promedio, respecto a ciertos distribuidores de energía en el ámbito de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, con efectos a partir del 1° de mayo de 2021. Por su parte, mediante los Decretos N° 353/2021 y 354/2021 se aprobaron los Regímenes Tarifarios de Transición aplicables a las transportadoras y ciertas distribuidoras de gas natural, que implicaron un aumento promedio del 6% en las facturas residenciales del gas natural a nivel nacional.

Con posterioridad a dichos aumentos, durante el resto del 2021 y 2022 el ENRE y el ENARGAS aprobaron algunos incrementos a los cuadros tarifarios aplicables para el transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural para diversos tipos de usuarios. El 1° de


Luis Villarreal
Subdelegado

noviembre de 2021, mediante la Resolución N° 1029/2021 la Secretaría de Energía determinó la tarifa eléctrica mayorista aplicable para el período comprendido entre el 1° de noviembre de 2021 y el 30 de abril de 2022, estableciendo un precio de referencia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica por dicho período, y asumiendo el Estado Nacional con subsidios la diferencia entre el costo de generación de electricidad y el precio de referencia. A su vez, el 16 y 28 de junio de 2022, respectivamente, se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 332/2022 y la Resolución N° 467/22 mediante las cuales se sentaron las bases de un Régimen de Segmentación de los subsidios aplicable al consumo residencial de energía eléctrica y gas natural por red.

El 16 de junio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 389/2021 mediante el cual, entre otras medidas adoptadas, se derogaron los artículos 6°, 8°, 9°, 10° y 11° del Decreto N° 882/2017 que disponía la reestructuración y reorganización de ciertas empresas con participación estatal mayoritaria vinculadas al sector energético, así como la transferencia al sector privado de diversas participaciones del Estado Nacional en diferentes empresas de dicho sector.

El 27 de julio de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 706/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación, que entre otras medidas adoptadas crea el “*Registro de Operadores del sector del GNL*”, establece reglas para la autorización de exportaciones *spot* de GNL, y determina que se podrán emitir permisos de exportación en firme de GNL por hasta 20 años, provisto se cumplan ciertas condiciones.

El 30 de mayo de 2022, a través del Decreto N° 277/2022 el Presidente de la Nación Argentina en acuerdo general de ministros decidió la creación del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental del Petróleo del que podían ser beneficiarios los sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el mismo. En dicho sentido, con fecha 16 de agosto de 2022, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto 484/2022, mediante el cual se reglamentaron los regímenes promocionales del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo y del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural, creados por el Decreto N° 277/2022.

A su vez mediante las Resoluciones SE N° 609/2022, 610/2022 y 625/2022, dictadas en fechas 1°, 3 y 16 de agosto de 2022, entre otras medidas la Secretaría de Energía dispuso los requisitos para la consideración de “Nuevos Proyectos Hidrocarbúferos” a los fines dispuestos por el Artículo 1° del Decreto N° 1049/2018 (y sus modificatorias y complementarias).

Para mayor información ver “*Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Petróleo*” en este Prospecto.

En el cuadro a continuación se reflejan ciertos indicadores económicos de la Argentina durante los períodos indicados.

Actividad Económica	Año		
	2023	2022	2021
Crecimiento del PBI real (% de variación)	-1,6%	1,90	10,30
PBI nominal (en millones de pesos)	280.555.475	103.347.505	46.282.066
Inflación según IPC (% de variación)	148,2	94,8	50,90
Tasa de desempleo (%)	5,7	7,1	7,00
Tipo de cambio nominal promedio ⁽¹⁾ (en \$/US\$ al cierre del período)	295,2123	130,9032	95,1615

(1) El tipo de cambio se calcula utilizando el promedio de los tipos de cambio diarios informados por el Banco Central de la República Argentina conforme a la Comunicación “A” 3500.


Luis Villarreal
Subdelegado

Durante 2021, el PBI de Argentina creció un 10,4%, debido al impacto en la economía de la pandemia del COVID-19. Durante 2022, el PBI de Argentina creció un 5% comparado con el PBI registrado en 2021 debido al aumento de todos los componentes de la demanda: la formación bruta de capital fijo, el consumo privado, las exportaciones y el consumo público.

De acuerdo con la última información disponible del INDEC, durante el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2023, el PBI de Argentina disminuyó un 1,6% interanual comparado con el mismo período de 2022. Ver *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular”* en este Prospecto y *“Factores de Riesgo — Riesgos relacionados con la Argentina— La pandemia provocada como consecuencia del Coronavirus podría afectar adversamente la economía argentina y, por ende, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora”* en este Prospecto.

Inflación

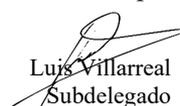
La Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. Desde 2011 a la fecha, la Argentina ha experimentado aumentos en el índice de inflación medido por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios Mayoristas (IPM), que reflejan el crecimiento continuado de los niveles de consumo privado y la actividad económica (incluyendo las exportaciones y las inversiones del sector público y privado), lo que a su vez ha implicado una presión alcista sobre la demanda de bienes y servicios, o derivado en la depreciación del peso argentino.

Durante los períodos de alta inflación, los salarios tienden a caer y los consumidores reducen su consumo. El aumento del riesgo inflacionario puede afectar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiamiento, provocando un impacto negativo sobre las operaciones de la Emisora. La NIC 29 *“Información financiera en economías hiperinflacionarias”* requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación sean expresados en términos de la unidad de moneda homogénea a la fecha de cierre del período sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación según corresponda. Para más información, ver la Sección *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – A partir del 1 de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de moneda homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Emisora”* de este Prospecto.

Los aumentos a la inflación también han tenido un impacto negativo en el costo de los ingresos, en los gastos de comercialización y administración de la Emisora, porque ellos resultan de un incremento nominal en los salarios. La Emisora no puede asegurar que el aumento en los costos como resultado de la inflación será compensado total o parcialmente por los aumentos en precios del gas y petróleo que produce y vende.

Según las últimas publicaciones del INDEC, la inflación aumentó 211,4% en 2023, 94,8% en 2022, y 50,9% en 2021. Ver la Sección *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La persistencia de la alta inflación podría tener un impacto sobre la economía argentina y afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”* de este Prospecto.

La economía argentina es actualmente considerada hiperinflacionaria y los estados financieros mencionados en este Prospecto fueron confeccionados de conformidad con las NIIC 29, que


Luis Villarreal
Subdelegado

requieren que los estados financieros de las cuya moneda principal sea una moneda de una economía hiperinflacionaria, sea que estén basados en moneda histórica o constante, debe fundarse el método de unidad de medida de la moneda al final de cada período.

Fluctuaciones de la Moneda Extranjera

La Emisora está expuesta al riesgo de tipo de cambio dólar estadounidense/peso argentino, ya que prácticamente todos sus ingresos y la mayoría de sus obligaciones financieras y costos están denominados en dólares estadounidenses. A medida que el peso argentino se deprecia, los ingresos de la Emisora de nominados en pesos argentinos aumentan, como también aumenta el costo de los servicios en pesos argentinos y las obligaciones de deuda denominadas en dólares estadounidenses. Ver la Sección “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora”, e “Información adicional – Control de Cambios” de este Prospecto.

La devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense alcanzó el 77,89% en 2023, 71,90% en 2022 y 17,54% en 2021.

Al ejercicio anual finalizado el 31 diciembre de 2022, la Emisora no contaba con instrumentos derivados que cumplieran con los requisitos establecidos por las Normas de Contabilidad NIIF para ser designados como una cobertura efectiva contra este particular riesgo.

La administración anterior, ha tomado medidas para normalizar la situación macroeconómica, incluyendo el establecimiento de controles cambiarios. Sin embargo, la administración actual opta por una ideología de economía libertaria, por lo que, sus medidas incluyen ir eliminando, paulatinamente, aquellas restricciones impuestas por administraciones anteriores. Para mayor información ver “Información adicional – Control de Cambios” en este Prospecto.

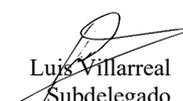
Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora

Volumen

Debido a la composición de la base de recursos de la Emisora y las capacidades de su equipo de producción, la Emisora considera que puede variar de manera eficiente la proporción de su producción de petróleo y gas en un plazo de tiempo relativamente corto, lo que le permite adaptarse con éxito a las condiciones cambiantes de los mercados de petróleo y gas y priorizar y aumentar la producción del producto más rentable.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el petróleo (incluyendo GLP) y el gas representaron el 42,4% y 57,6%; 42,2% y 57,8%; y el 40,5% y 59,5%, respectivamente, de la producción total neta de la Emisora. En el cuadro a continuación se presenta la producción diaria promedio neta de petróleo crudo, GLP y gas natural de la Emisora en Argentina para los períodos allí indicados.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽²⁾
PRODUCCIÓN			
Petróleo crudo (bbl/d)	21.741,0	19.781,6	19.242,9
Gas (Mm ³ /d) ⁽¹⁾	4.941,0	4.562,2	4.771,5
GLP (bbl/d)	1.091,6	1.136,9	1.182,3
Total (boe/d)	53.910,3	49.613,8	50.436,8


Luis Villarreal
Subdelegado

(1) En boe/d, la producción de la Emisora de gas ascendió a 31.077,7, 28.695,3 y 30.011,6 para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(2) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

Precios del Petróleo

Los resultados de las operaciones y flujos de efectivo de los negocios de petróleo y gas de la Emisora, están sujetos a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, así como a las intervenciones directas e indirectas en el mercado del petróleo y combustibles. Debido a factores económicos, regulatorios y políticos, los precios del petróleo en Argentina en el pasado fueron considerablemente más bajos que los precios vigentes en el mercado internacional, así como, por similares razones, en determinados períodos puntuales dichos precios resultaron ser superiores al precio internacional.

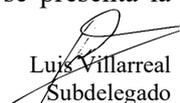
Además, con el fin de asegurar el abastecimiento interno y aumentar los ingresos del Estado Nacional, el Estado Nacional ha impuesto elevados derechos de exportación y otras restricciones a la exportación que impidieron a las empresas beneficiarse de aumentos significativos en los precios internacionales del petróleo. Las exportaciones de petróleo, si bien se venden a precios internacionales, están sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, que obliga a los productores a demostrar, conforme a la ley de hidrocarburos, que la demanda local ha sido satisfecha o que sus ofertas de venta de petróleo a los compradores locales fueron rechazadas antes de emitir el permiso que habilita la exportación.

Debido a la baja demanda en el mercado local para el petróleo crudo de tipo María Inés que se produce en la Cuenca Austral, durante 2021 más del 30% de las ventas de la Emisora de petróleo crudo provinieron de exportaciones. Durante 2022, las exportaciones de la Emisora de petróleo crudo proveniente de la Cuenca Austral representaron el 100% de sus ventas de ese petróleo debido a la preferencia de las refinerías argentinas por otros crudos disponibles en el Mercado local. Por el contrario, la totalidad de las ventas del crudo proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge, Cuyana y la Cuenta Noroeste tuvieron como destino el mercado local. Respecto a las primeras dos, se debe a la necesidad de crudos pesados del parque refinador local y a la normativa actual vigente, la cual asigna prioridad de abastecimiento al mercado local por sobre el de exportación (dependencia de la Secretaría de Energía, Permisos de Exportación).

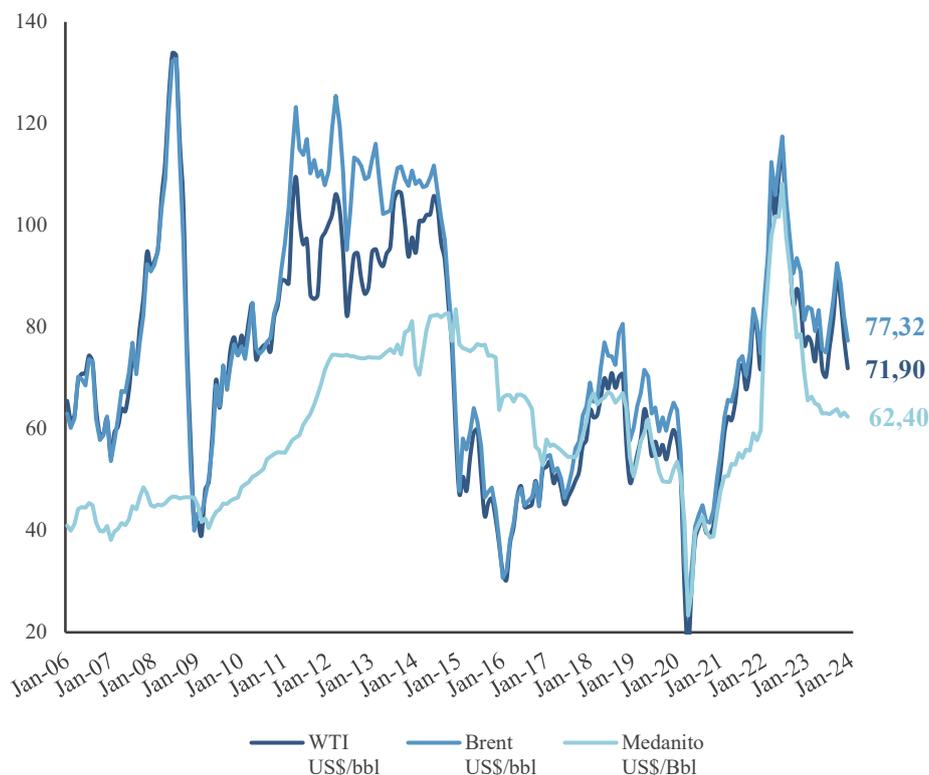
Durante 2023, el 16% de las ventas de la Emisora de petróleo crudo provinieron de exportaciones provenientes de Vitol S.A., Trafigura PRE LTD y Novum Energy Trading INC, representando el 67%, 27% y 7% de sus ventas de ese petróleo debido a la preferencia de las refinerías argentinas por otros crudos disponibles en el mercado local. Para más información, ver “*Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas – Precio del petróleo crudo y del combustible*” en este Capítulo.

Para más información, ver “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina - La anterior administración implementó medidas significativas para resolver la actual crisis del sector energético, pero aún se desconoce cuál será el resultado de dichas medidas y si se mantendrán en el tiempo*” y “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas— Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” de este Prospecto.

La Emisora vende el petróleo crudo a través de contratos spot cuyo precio se determina a partir del precio internacional de mercado del barril tipo Brent o, en caso de existir algún tipo de intervención estatal o sectorial, a partir de otro valor establecido en dólares estadounidenses, pactándose generalmente en relación a aquel un descuento en dólares estadounidenses que oscila entre US\$5 y US\$15, dependiendo de cada contrato y del momento del mercado. En el mercado local, el precio es pagadero en pesos al tipo de cambio vendedor divisa informado por el Banco de la Nación Argentina del día hábil anterior al pago. En el siguiente gráfico se presenta la


Luis Villarreal
Subdelegado

evolución de los precios del petróleo nacional e internacional desde 2006 hasta diciembre de 2023:



Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, las ventas de petróleo crudo representaron el 60% de los ingresos de la Emisora, un aumento del 3% comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los principales clientes de la Emisora son Raizen Argentina S.A.U., Vitol S.A. e YPF S.A. Ver “*Información de la Emisora – Contratos de Abastecimiento de Petróleo Crudo*” en este Prospecto.

En el cuadro a continuación se indican los precios promedio de venta de petróleo crudo, de tipo “Medanito” y de tipo “Brent” en Argentina en dólares estadounidenses para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, comparado con el precio del petróleo crudo de tipo “Medanito” y el precio del petróleo crudo de tipo “Brent”.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en dólares estadounidenses por US\$/MMBbl)		
Precio promedio de venta de petróleo crudo ⁽¹⁾⁽²⁾	71,81	77,53	67,10
Precio promedio de venta de petróleo “Medanito” ⁽¹⁾	63,83	89,99	54,33
Precio promedio de venta de petróleo “Brent”	82,22	98,89	70,77

(1) Los precios del petróleo se reflejan excluyendo las regalías y las participaciones de la Emisora.

(2) Excluye los ingresos recibidos bajo programas de estímulo o subsidios del Estado Nacional.

Precios del Gas y Subsidios

La demanda de gas natural actualmente está dividida en cuatro segmentos: (i) demanda prioritaria o residencial (empresas de distribución de gas que proveen a los usuarios residenciales y otros usuarios no industriales, (ii) gas natural comprimido (“GNC”), (iii) generación termoeléctrica y (iv) clientes industriales. Cada uno de estos segmentos se encuentra regulado, con excepción del segmento industrial, que se rige por la libre competencia de mercado.


 Luis Villarreal
 Subdelegado

Desde 2004, debido a restricciones a los precios y las exportaciones, la Argentina comenzó un proceso que la llevó a registrar un gran déficit energético (con picos en 2013 y 2014) y a depender en gran medida de la importación de gas para satisfacer su demanda interna. Esto ocurre particularmente en los meses de invierno, en los que la demanda de gas natural, particularmente en el sector residencial, excede ampliamente la oferta. Como resultado de ello, la Argentina se convirtió en importador neto de gas, proviniendo la mayor parte de las importaciones de gas natural de Bolivia y Gas Natural Licuado de diversos orígenes. No obstante que el déficit en la balanza comercial energética del país se redujo fuertemente en 2019 y 2020, a punto tal de registrar un superávit acumulado durante 2020, en materia de gas natural las importaciones continuaron siendo superiores a las exportaciones, si bien el saldo negativo es notablemente menor al de años anteriores.

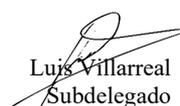
De acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.076 (sus modificatorias y complementarias), los distribuidores de gas natural celebraron un acuerdo para coordinar las fórmulas de precios con los principales productores de gas natural del país, vigentes hasta el 1 de enero de 2019. Los precios se diferenciaron en función de la cuenca de origen, la categoría de usuario y si la tarifa era completa o diferencial, con aumentos periódicos, y oscilaba entre US\$1 / MMBtu y US\$6,5 / MMBtu. Sin embargo, como resultado de la devaluación significativa del peso argentino y la incapacidad de los distribuidores de transferir este nuevo tipo de cambio a los esquemas tarifarios de los usuarios finales, este acuerdo dejó de tener efecto en octubre de 2018 y, en consecuencia, los precios comenzaron a acordarse con los distribuidores en el mercado de manera diaria.

Asimismo, se emitieron las Resoluciones ENARGAS N° 280 a 289 y N° 292/2018, que establecieron nuevas tarifas finales de gas natural por un período de seis meses a partir del 1° de octubre de 2018 para las siguientes categorías de usuarios: residencial, servicio general "P" usuarios con servicio completo y usuarios de GNC que consideran un precio del gas natural como materia prima que oscila entre US\$1,74 / MMBtu y US\$3,98 / MMBtu, incluida la tarifa diferencial.

El 15 de noviembre de 2018, se emitió el Decreto N° 1053/2018, que estableció, de forma expresa, que el Estado Nacional asumiría la diferencia entre el precio del gas comprado por los distribuidores de gas y el reconocido en la tarifa final de los distribuidores de gas, para el período de abril de 2018 a marzo de 2019, en 30 cuotas mensuales y consecutivas pagaderas a partir del 1 de octubre de 2019. También estableció que, a partir del 1 de abril de 2019, los proveedores y distribuidores de gas natural deberán incluir en sus contratos cláusulas en virtud de las cuales, durante cada período estacional, se les prohíbe transferir a los usuarios finales costos adicionales incurridos debido a la fluctuación del tipo de cambio. El Decreto No. 1053/2018 no estableció expresamente cómo estos costos más altos serían absorbidos o transferidos a los usuarios finales.

Finalmente, el 12 de febrero de 2019, la Resolución ENARGAS N° 72/19, estableció la metodología de traslado a las tarifas del precio del gas y el procedimiento general para calcular sus diferencias diarias acumuladas. Entre otros aspectos, esta metodología contempló el reconocimiento de los precios estipulados en los acuerdos celebrados entre distribuidores y productores y la definición del tipo de cambio a utilizar. Específicamente, estableció que el tipo de cambio a considerar entre productores y distribuidores debía ser el tipo de cambio promedio de Banco Nación durante los primeros 15 días del mes inmediatamente anterior al comienzo de cada período estacional, o si es menor, los tipos de cambio estipulados en los acuerdos.

Sin embargo, luego del cambio de administración el Congreso aprobó la Ley de Solidaridad que declaró la emergencia económica y tarifaria y el gobierno declaró un estado de emergencia a través del cual los aumentos a las tarifas aplicables al transporte y distribución de gas natural fue suspendido inicialmente por un plazo de 180 días, es decir hasta junio de 2020. Dicha suspensión de los aumentos de las tarifas fue extendida el 19 de junio de 2020 por un período adicional de


Luis Villarreal
Subdelegado

180 días mediante el Decreto N° 543/2020. Adicionalmente, el 23 de abril de 2020, ENARGAS emitió la Resolución N° 27/2020 que derogó la metodología para trasladar el precio del gas a las tarifas previsto por la Resolución N° 72/2019.

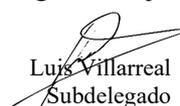
En fecha 17 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1020/2020 que dio inicio al proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral de las tarifas aplicables en el sector energético. El mencionado proceso de renegociación fue encomendado al ENARGAS y al ENRE, debiéndose concretar el mismo en un período no mayor a tres años (conforme la prórroga dispuesta por el Decreto N° 815/2022), y facultándose a dichos entes reguladores para formalizar acuerdos transitorios con las concesionarias o licenciatarias, válidos hasta tanto se arribe a un acuerdo definitivo y *ad referendum* del Poder Ejecutivo Nacional o, para el caso de no arribarse a tales acuerdos, para disponer adecuaciones igualmente transitorias de tarifas y/o la segmentación del universo de usuarios obligados al pago de aquellas. Asimismo, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó nuevamente el congelamiento de las tarifas pagaderas a las concesionarias y licenciatarias de transporte y distribuidoras de gas natural y energía eléctrica previsto por la Ley de Solidaridad (conforme fue sucesivamente prorrogado) por un plazo de 90 días adicionales.

El 25 de abril de 2023 se publicaron las Resoluciones N° 363/2023 y 364/2023 emitidas por el ENRE, por las cuales se inició el nuevo proceso de Revisión Tarifaria Integral 2023 para las transportadoras y distribuidoras de energía eléctrica de jurisdicción nacional. A la fecha del Prospecto no se han publicado las pautas y cronograma de desarrollo que regirá el proceso de Revisión Tarifaria Integral 2023.

En el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/2020 se dispusieron regímenes tarifarios de transición, aplicables a distribuidoras de energía eléctrica y de gas. En dicho sentido, en fecha 25 de febrero de 2022 en ENARGAS aprobó nuevos cuadros tarifarios aplicables desde el 1° de marzo de 2022 a distribuidoras de gas, contemplando aumentos en promedio del 22% a las tarifas, que incluyen una actualización de 60% para los ingresos de TGN y TGS, transportadoras de gas relacionadas con la Emisora. A su vez, el 16 y 28 de junio de 2022, respectivamente, se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto 332/2022 y la Resolución SE N° 467/22 mediante las cuales se sentaron las bases de un Régimen de Segmentación de los subsidios aplicable al consumo residencial de energía eléctrica y gas natural por red.

Mediante las Resoluciones SE N° 609/2022, 610/2022 y 625/2022, dictadas en fechas 1°, 3 y 16 de agosto de 2022, entre otras medidas, la Secretaría de Energía adoptó nuevos precios de referencia para los productores de Propano y Butano, nuevos precios en el PIST para el gas natural, y dispuso los requisitos para la consideración de “Nuevos Proyectos Hidrocarbúricos” a los fines dispuestos por el Artículo 1° del Decreto N° 1049/2018 (y sus modificatorias y complementarias).

El 4 de noviembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 730/2022 mediante el cual se modificó el Decreto N° 892/2020 que creó el Plan GasAr. Las modificaciones al Plan GasAr incluyen, entre otras, la extensión de la duración de dicho programa hasta el año 2028 (inclusive) y modificaciones al régimen de exportaciones en condición firme. En dicho sentido, complementando lo dispuesto por el referido Decreto, mediante la Resolución N° 744/2022 la Secretaría de Energía readecuó el procedimiento aprobado por el artículo 1° de la Resolución N° 360/21, en lo concerniente a las exportaciones de gas en condición firme. Asimismo, en línea con la prórroga del Plan GasAr dispuesta por el Decreto N° 730/2022, la Secretaría de Energía convocó a un concurso público a fin de extender los compromisos asumidos por los adjudicatarios de la Cuenca Neuquina y aquellos que realizaron ofertas en las Provincias de Chubut y Santa Cruz bajo el Plan GasAr, la adjudicación de volúmenes adicionales de gas natural en dicha cuenca para el nuevo período cubierto por el Plan GasAr, y la presentación de proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, bajo la figura de Plan de Actividad Incremental regulada bajo


Luis Villarreal
Subdelegado

el Decreto N° 892/2020. En dicho marco, la Emisora presentó: (i) un proyecto de extensión de sus compromisos asumidos bajo el Plan GasAr en la Cuenca Austral, del cual resultó adjudicataria conforme lo dispuesto por la Resolución SE N° 860/2022 hasta el año 2028, tomando un decline anual del 15% con respecto a los compromisos de inyección del periodo 2021-2024 del Plan GasAr, y (ii) en conjunto con CGC Energía S.A.U., un proyecto de Gas Incremental para la Cuenca Austral, del cual resultaron adjudicatarias conforme lo dispuesto por la Resolución SE N° 860/2022 por todo aquel gas producido por encima de los compromisos de inyección del Plan GasAr, en base a estimaciones de producción facilitadas por la Emisora, lo cual derivó en la celebración de una oferta de compraventa con CAMMESA por dicho plazo, con precios que inician en 2023 en 9,50 US\$/MMBtu decreciendo en 2028 hasta 5,00 US\$/MMBtu, promediando linealmente 7,42 US\$/MMBtu en el referido período y con compromisos de entrega asociados a la inyección real incremental producida.

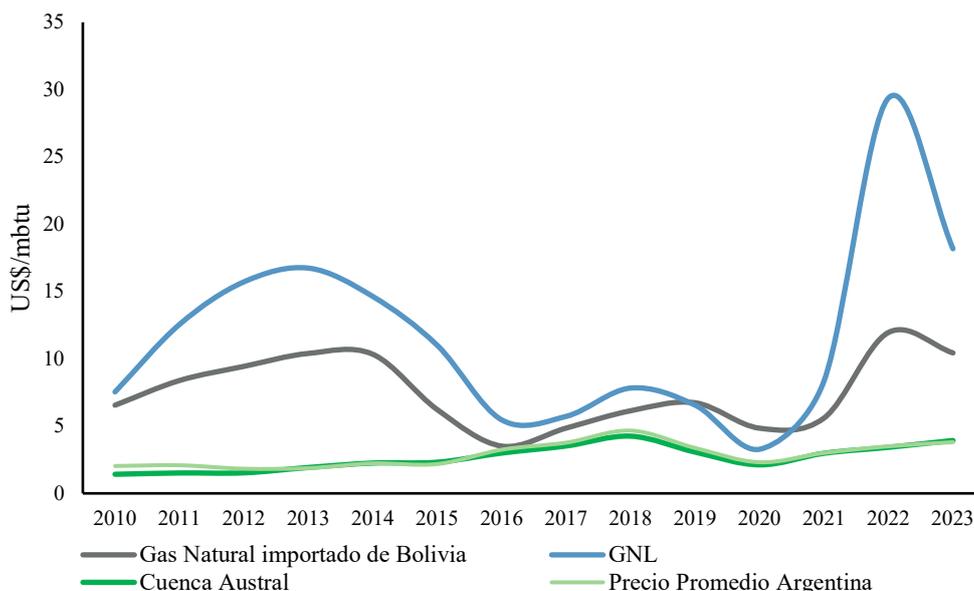
Mediante el Decreto N° 815/2022, se prorrogó por 1 año contado a partir del 16 de diciembre de 2022 el plazo establecido por el Decreto 1020/2020 para que el ENARGAS y el ENRE lleven adelante los referidos procesos de renegociación tarifaria. En función de ello, se prorrogaron a su vez por 1 año a partir del 1° de enero de 2023 la intervención de ambos organismos, a los que se les encomendó a realizar las medidas necesarias con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, de conformidad con las prescripciones del Decreto 1020/2020, lo que implicaría, entre diversas cuestiones, la firma de adendas a los acuerdos de transición vigentes.

No obstante, la intención de la actual administración de ir hacia un mercado más desregulado, con precios alineados con los precios marcadores internacionales (aplicándose la deducciones de mercado en concepto de calidad y flete) no podemos asegurar que ello pueda ser implementado y sostenido en el tiempo.

Para más información, ver la Sección “*Información de la Emisora - Emergencia Tarifaria y Energética*”, “*Marco Regulatorio de la Industria Hidrocarburífera y del Transporte de Gas – Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Emisora – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones*” de este Prospecto.

El siguiente gráfico muestra la evolución de los precios del gas natural desde 2010 hasta diciembre de 2023 en el mercado regulado y desregulado de Argentina, comparados con el precio de paridad de importación medido como el costo más alto entre el costo de la compra de gas de Argentina a Bolivia y el costo de la importación de gas natural licuado:


Luis Villarreal
Subdelegado



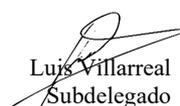
Si bien los recientes aumentos tarifarios podrían tener un efecto positivo sobre la situación financiera de las vinculadas de transporte de gas de la Emisora, los congelamientos de tarifas anteriormente resueltos por la administración anterior han tenido cierto impacto sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de las vinculadas de transporte de gas. La Emisora no puede asegurar si se llegará a un acuerdo definitivo en la renegociación para la Revisión Tarifaria Integral, ni la eficacia de los posibles acuerdos transitorios que se han concretado o puedan formalizarse en el futuro bajo dicho marco, o que se dicten nuevos congelamientos tarifarios. Adicionalmente, una significativa inflación o depreciación del peso sin ajuste adecuado de las tarifas de transporte de gas, las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de las vinculadas de la Emisora de transporte de gas continuarán siendo afectadas negativamente debido a las restricciones de precios actuales. Para mayor información ver Sección “-Riesgos relacionados con la Argentina – Los acontecimientos políticos de Argentina podrían afectar adversamente la economía argentina y el sector energético en particular” en este Prospecto.

Plan GasAr

Con fecha 16 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (el “**Decreto 892/2020**”), creó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (el “**Plan GasAr**”), derogando a su vez las Resoluciones N° 80/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) y N° 175/2019 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex-Ministerio de Hacienda.

El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos del Plan GasAr en su artículo 2°, entre otros, viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

A su vez, el Decreto 892/2020 establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad


 Luis Villarreal
 Subdelegado

con el Punto 9.4.2 de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N° 2.255/92).

Para su implementación, el Decreto 892/2020 previó la licitación mediante concurso público el suministro de 70 MMm³/día durante el período inicial del Plan GasAr (2020-2024), divididos por cuenca (Neuquina 47,2 MMm³/d, Austral 20 MMm³/d, Noroeste 2,8 MMm³/d). En fecha 24 de noviembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se (i) convocó al concurso público previsto en el Decreto 892/2020; (ii) estableció un cronograma según el cual los productores presentarán sus ofertas el 2 de diciembre de 2020 y los volúmenes de suministro se adjudicarán antes del 15 de diciembre de 2020; (iii) aprobó el pliego de condiciones; y (iv) aprobó el modelo de contrato a celebrarse entre CAMMESA y los productores y distribuidores y/o subdistribuidores. Finalmente, la adjudicación de los volúmenes de gas natural licitados se hizo mediante la Resolución N° 391/2020 de la Secretaría de Energía, cuyas asignaciones fueron aprobadas por la Resolución N° 447/2020 del mismo organismo. La Emisora fue adjudicada con un volumen de gas de hasta 2,4 millones de m³/d, correspondientes a la Cuenca Austral. Por su parte, el precio adjudicado a la Emisora bajo el Plan GasAr fue de 3,46 US\$/MBTU, el máximo disponible para la Cuenca Austral.

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto 892/2020, el 18 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a una audiencia pública a celebrarse el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan GasAr.

El 22 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 129/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se lanzó la segunda convocatoria para la adjudicación de volúmenes de gas natural correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por los meses de mayo a septiembre de los años 2021 a 2024, inclusive, adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N° 391/2020 del mismo organismo. La referida segunda convocatoria se realizó debido a que, según el texto de Resolución N° 129/2021, los volúmenes ofertados por las empresas productoras en la primera convocatoria dispuesta por la Resolución N° 317/2020 resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de consumo interno para los períodos invernales de los años 2021, 2022, 2023 y 2024.

Asimismo, el Decreto 892/2020 encomienda al Banco Central que, en caso de que existan normas que limiten el acceso al MLC para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de capital de endeudamientos financieros del exterior, establezca los mecanismos idóneos para permitir dicho acceso al MLC debiendo cumplir con las siguientes condiciones: (i) los fondos hayan sido ingresados por el MLC; (ii) sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del Decreto 892/2020; y (iii) se destinen a la financiación de proyectos enmarcados en los objetivos del Plan GasAr.

En dicho sentido, el Banco Central dictó la Comunicación “A” 7168, estableciendo que a partir del 16 de noviembre de 2020, las compañías que ingresen y liquiden fondos a través del MLC que tengan como destino la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr podrán acceder al MLC para cursar pagos al exterior a no residentes en concepto de: (i) utilidades y dividendos, (ii) endeudamientos financieros externos, y (iii) repatriación de inversiones directas.

En todos los casos, deberá darse cumplimiento a los restantes requisitos generales de acceso al MLC (entre ellos, contar con activos externos líquidos por una suma inferior a US\$100.000 o, de superarse dicha suma, encuadrar en algunas de las excepciones previstas por la Comunicación “A” 7030, sus modificatorias y complementarias).


Luis Villarreal
Subdelegado

En fecha 4 de noviembre de 2022, mediante la publicación del Decreto N° 730/2022, se modificó Decreto 892/2020 a fin de, entre otros cambios incorporados, extender la vigencia del Plan GasAr hasta el año 2028 (inclusive), redefinir a los usuarios que forman parte de la “demanda prioritaria”, y definir las pautas para asignar los cupos de exportación preferenciales que le corresponden a las empresas productoras participantes del Plan GasAr.

El Decreto 892/2020 prevé un doble régimen de penalidades aplicable al Plan GasAr. Por un lado, el incumplimiento de los compromisos de “*Delivery or Pay*” bajo los contratos afrontará las penalidades establecidas en cada uno de ellos. Por el otro, el incumplimiento en los compromisos de inyección prevé un tratamiento que dependerá de los niveles de inyección promedio trimestrales. Dependiendo del porcentaje del incumplimiento, se irá ajustando el diferencial a pagar por parte del Estado Nacional y, si dicho incumplimiento se extendiere por un plazo de 6 meses consecutivos y se cumplieren una serie de factores, se produciría la baja automática del Plan GasAr.

Adicionalmente, si la inyección durante los meses de junio, julio y/o agosto de cada año es inferior a la comprometida, el productor deberá compensar su falta de volumen con alguna de las siguientes alternativas: (i) compensación entre cuencas con producción propia, (ii) adquisición del volumen faltante a otro productor adherido al Plan GasAr, (iii) importación de gas natural y (iv) un pago equivalente a dos veces el volumen a compensar, valorizado al precio ofertado por un factor de ajuste de 1,25.

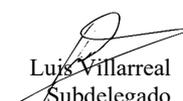
El 27 de septiembre de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 799/2023 de la Secretaría de Energía, adjudicando el programa a la Emisora. En el artículo 4 de la mencionada Resolución, se aprobó el modelo de contrato de compraventa de gas incremental adjuntado como Anexo IV en el cual Energía Argentina S.A. (“ENARSA”, como comprador) se obliga a comprar, tomar y pagar, o en el caso de no tomar, a pagar; y la Emisora (como vendedor) se obliga a vender y poner a disposición de ENARSA, volúmenes incrementales de gas natural efectivamente producidos por la Emisora por el 5% de su participación en el área hidrocarburífera “Aguaragüe” en la cuenca Noroeste, neto de retenidos y consumos en yacimiento, y puesta a disposición del Comprador por sobre su Línea Base de Producción en el marco del Plan GasAr.

Programa de Estímulo a la Producción No Convencional

En enero de 2018 el Ex-Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 38/2018 aprobando la adhesión de la Emisora al Programa de Estímulo a la Producción de Hidrocarburos No Convencional. Dicho plan de estímulos tuvo por finalidad garantizar a la Emisora una compensación mínima por la producción de hidrocarburos, en la concesión no convencional de la Emisora en “Campo Indio Este-El Cerrito”, por el que se le requirió a la Emisora realizar determinadas inversiones para mantenerse como elegibles para calificar dentro del programa.

El precio mínimo por millón de BTU asegurado por el programa era de US\$7,50 en 2018, US\$7,00 en 2019, US\$6,50 en 2020 y US\$6,00 en 2021. El gobierno compensaba a los productores por hasta el valor del precio mínimo si no recibieran dicho valor por las ventas en el mercado local.

El Programa de Estímulo a la Producción de Hidrocarburos No Convencional estuvo en vigencia hasta 2021. Conforme a las regulaciones gubernamentales las compensaciones bajo el mismo son pagaderas mensualmente en pesos, convirtiendo el monto de compensación calculado en dólares estadounidenses al tipo de cambio vendedor divisa del Banco de la Nación Argentina del último día hábil del mes, al que corresponden los volúmenes de producción no convencional de hidrocarburos incluida sujetos a tal compensación.


Luis Villarreal
Subdelegado

En el marco del ingreso de la Emisora al Plan GasAr aprobado por Decreto N° 892/2020, los volúmenes máximos mensuales por los cuales la Emisora tiene derecho a recibir compensación para el año 2021 son de 2,38 millones de metros cúbicos diarios. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la Sociedad ha registrado como ingresos los beneficios del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural en la línea incentivos del rubro ingresos del Estado de Resultados Integrales por \$ 5.223 y \$ 5.088, respectivamente (ver Nota 24 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2023). Ver Sección “Factores de Riesgo - Riesgo relacionados con la Emisora – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.” en el Prospecto.

Ventas

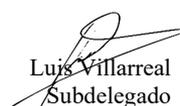
La Emisora comercializa el gas en el mercado regulado a través de entregas a los distribuidores, de conformidad con las regulaciones argentinas, a los precios establecidos por el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), que varían dependiendo del consumidor final y el lugar de consumo. Durante 2022, 2021 y 2020, los precios de la Emisora en el mercado regulado promediaron los US\$3,10, US\$3,11 y US\$2,10, respectivamente, por MMBtu para los usuarios residenciales y otros usuarios no industriales, y US\$4,37, US\$3,56 y US\$2,30 respectivamente, por MMBtu en el mercado desregulado. Por lo general, la Emisora vende su producción excedente de gas a industrias y comercializadores, entre otros clientes, a través de contratos a corto plazo a un precio libremente convenido en dólares estadounidenses por metro cúbico de gas, a pagar en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco Nación el día hábil anterior a la fecha de pago.

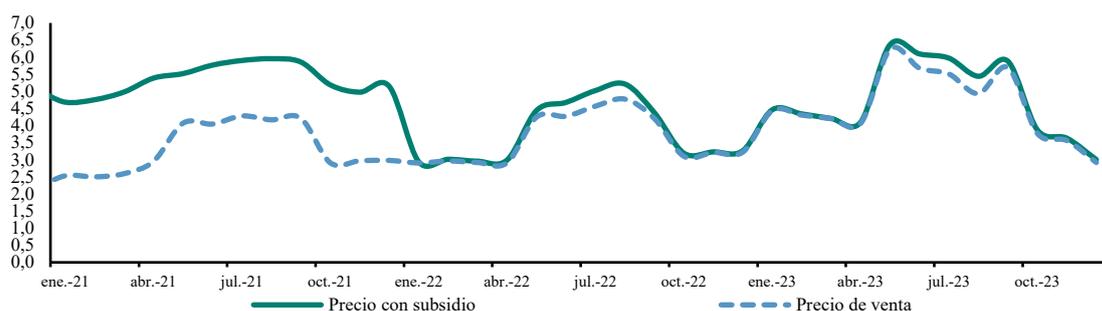
Los principales clientes de la Emisora en el mercado desregulado son Aluar Aluminio Argentino SAIC, Albanesi S.A., Profertil S.A. y ENEL Generación Chile S.A. (Chile). Para mayor información ver Sección “Información de la Emisora— Contratos y Convenios Significativos - Contratos de Abastecimiento de Gas Natural” en este Prospecto. Durante 2023, 2022 y 2021 las ventas de gas de la Emisora representaron el 38%, 31% y 52% de sus ingresos totales (incluyendo un 1%, 1% y 19% que representa los subsidios de gas del Estado Nacional), respectivamente. La volatilidad de las ventas de gas en el mercado regulado en contraposición al mercado desregulado es debido a los efectos de la estacionalidad. Ver la Sección “Estacionalidad” en este Prospecto. En el cuadro a continuación se indican los precios de venta promedio de la Emisora para el gas natural en Argentina (excluyendo los ingresos recibidos en virtud de programas de estímulo o subsidios), con un detalle para el mercado regulado y el mercado desregulado en dólares estadounidenses para los últimos tres ejercicios.

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en millones de dólares estadounidenses por MMBTU)		
Precio promedio de venta del gas natural	5,09	3,73	3,33
Precio promedio de venta del gas natural en el mercado regulado ⁽¹⁾	5,01	3,10	3,11
Precio promedio de venta del gas natural en el mercado desregulado ⁽¹⁾	5,23	4,37	3,56

(1) Incluye los precios promedio para usuarios residenciales y otros usuarios no industriales, para distribuidores de gas natural comprimido para vehículos y para centrales de generación.

Además, en el siguiente gráfico se indica el precio promedio para las ventas de la Emisora en el mercado regulado en Argentina durante 2021, 2022 y 2023:


 Luis Villarreal
 Subdelegado



Clientes

Las ventas de la Emisora a empresas de distribución de gas y plantas generadoras están sujetas a precios regulados. Las ventas de la Emisora a consumidores industriales no están reguladas y son libremente negociables, ya sea mediante contratos a largo plazo o en el mercado de contado (*spot*). Por lo tanto, la variedad de clientes de la Emisora tiene un impacto en sus ingresos provenientes de las ventas de gas. En el cuadro a continuación se indica el porcentaje de gas natural vendido a cada categoría en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽¹⁾
CLIENTES	(en % de ingresos)		
Empresas de distribución de gas	16%	23%	27%
Plantas generadoras	49%	18%	22%
Clientes industriales	35%	58%	51%
Otros	0%	0%	0,2%

(1) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

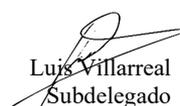
Durante los últimos años se ha focalizado en clientes industriales y otros clientes de margen más alto que no están sujetos a precios regulados. El porcentaje de gas natural vendido a clientes industriales por la Emisora pasó del 51% de sus ventas en 2021 al 58% en 2022. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el porcentaje disminuyó a 35% dado que a partir del mes de enero de 2023 parte de la producción se destinó a CAMMESA debido al inicio de la ronda 5.2 del Plan GasAr que garantiza un precio de 9,5 USD/MMBTU para la producción incremental de gas.

Además, la Emisora busca vender su gas *spot* durante el verano al segmento generación y/o industrial, dependiendo la demanda de cada momento, para obtener los mejores precios disponibles, reduciendo en la medida de lo posible la exposición al gas regulado, ya que el mismo, a la vez de precios menores, conlleva riesgos de cobrabilidad y plazos de pago mayores.

Programa de Exploración y Desarrollo

La Emisora está comprometida con el crecimiento sostenible de su negocio mediante la reinversión de su flujo de efectivo en operaciones de desarrollo y exploración dentro de sus áreas, muchas de las cuales estaban subexplotadas. La Emisora continuará dándole prioridad, como lo ha venido haciendo desde que su accionista controlante la adquirió en abril de 2013, a proyectos de producción y exploración de ciclo corto.

El plan de perforación de la Emisora para 2024 y 2025, que se encuentra sujeto a modificaciones según factores, entre otros, macroeconómicos y regulatorios, incluye inversiones


 Luis Villarreal
 Subdelegado

estimadas en un rango aproximado de US\$650 a US\$750 millones, destinándose a proyectos orientados a desarrollar sus reservas y exploraciones.

Farm-outs

Farm-Out con Equinor

El 28 de noviembre de 2022, CGC Energía S.A.U. celebró un contrato de farm-out y acuerdo de cooperación operativa con Equinor para la cesión de un 25% de participación no operado de los Permisos de Exploración otorgados a Equinor sobre Bloques Offshore AUS 105 y AUS 106. Equinor actualmente posee el 100% interés de participación sobre ambos bloques, que se encuentran en Primera Fase Exploratoria con vencimiento en noviembre de 2025.

En función del acuerdo con Equinor, que a la fecha de este Prospecto se encuentra sujeto a la aprobación de la Secretaría de Energía de la Nación, Equinor cederá y transferirá a CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) el 25% de los derechos y obligaciones derivados de los Permisos de Exploración sobre los Bloques Offshore AUS 105 y AUS 106.

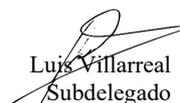
En contraprestación por la cesión, CGC Energía S.A.U. (actualmente la Emisora) asumirá el 25% de los costos asociados a las inversiones comprometidas bajo los Permisos de Exploración, con efecto retroactivo al momento de otorgamiento de los Permisos. En el marco del acuerdo celebrado con Equinor se determinó que corresponde a la Subsidiaria el pago de US\$625.000 en concepto de reembolso del 25% de las inversiones ejecutadas por Equinor desde el otorgamiento de los Permisos de Exploración hasta la fecha de celebración del acuerdo, el pago deberá ser ejecutado una vez obtenida la aprobación de la Secretaría de Energía.

Estacionalidad

La demanda de gas natural se caracteriza por ser estacional, aumentando durante los meses de invierno y disminuyendo durante los meses de verano. Además, si la temperatura promedio es más fría durante los meses de invierno, la demanda en el mercado residencial es mayor. Debido a la estacionalidad de la demanda se le requiere a la Emisora satisfacer en primer lugar la demanda residencial. Como resultado de la estacionalidad de la demanda, los precios del gas en el mercado desregulado (en especial, el precio *spot*) siguen, también, la dinámica estacional, con excepción de los precios de los contratos de largo plazo de la Emisora, típicamente aumentando en invierno, por la falta de producción excedente de gas para su despacho en el mercado desregulado, y disminuyendo en verano, debido al exceso de producción disponible. El incremento reciente en los precios del gas en el mercado regulado, en particular en el segmento residencial y comercial, podría afectar la estacionalidad de los precios promedio de gas de la Emisora.

Regalías

En Argentina, los titulares de concesiones de explotación y de permisos de exploración deben abonar mensualmente una regalía a la autoridad provincial o nacional que correspondiere. Estas regalías por lo general se encuentran fijadas entre el 12% y el 15% del valor estimado de la producción en boca de pozo basados en los precios en los puntos de entrega, menos transporte, costos de tratamiento y otras deducciones expresamente establecidas en las normas aplicables. Las regalías que abona la Emisora son registradas en sus estados financieros como costo de ingresos. Ver la Nota 22 a los Estados Financieros Anuales Auditados, y a los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021. Además, los titulares de permisos deben pagar un canon anual por kilómetro cuadrado o fracción del área de concesión o del permiso. El valor del canon puede ser revisado periódicamente por el Estado Nacional. Para mayor información acerca de las regalías, ver la Sección “*Información de la Emisora - Marco regulatorio de la industria hidrocarburífera y del transporte de gas* –


Luis Villarreal
Subdelegado

Exploración y Producción – Pago de regalías y canon” en este Prospecto. Para los riesgos asociados con la extensión del plazo de las concesiones de explotación y de los permisos de exploración de la Emisora, ver la Sección “Factores de Riesgo — Riesgos relacionados con la Emisora — Las concesiones y permisos de la Emisora para la exploración y producción de petróleo y gas pueden ser revocados o no renovados, lo que podría tener un efecto adverso sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora” de este Prospecto.

El 3 de septiembre de 2018, la administración anterior, a través del Decreto 793/2018, otorgo derechos relacionados con la exportación de todos los productos comprendidos dentro del MERCOSUR, sujeto a un arancel de exportación del 12% y hasta un máximo de \$4 para productos primarios y \$3 para el resto de los productos, por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. El derecho a exportar se implementó a partir del 4 de septiembre de 2018 con respecto a los bienes y al 1 de enero de 2019 con respecto a servicios, con vencimiento el 31 de diciembre de 2020. El 19 de mayo de 2020, mediante el decreto N° 488/2020 se establecieron nuevos impuestos a la exportación de hidrocarburos que van desde un 0% (cuando el precio de referencia Brent este debajo de US\$ 45/bbl) a 8% (cuando el precio de referencia Brent sea mayor a US\$ 60/bbl). La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente en condiciones muy próximas a la paridad de exportación, quedando sujetos a retenciones con una alícuota del 8%. El impacto que cualquier cambio, de esta naturaleza, pueda tener en los resultados financieros de la Emisora, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo no se pueden predecir. Para mayor información, ver la Sección “Factores de riesgo - Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas- Cambios en las regulaciones en materia de gas podrían afectar las ganancias de la Emisora y el cumplimiento de los contratos celebrados en el mercado desregulado” y “Reseña y perspectiva operativa y financiera de la Emisora – Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del Gas y Subsidios”, en este Prospecto.

Costos de Transporte y Proximidad Geográfica

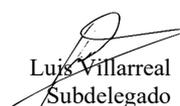
La Emisora produce gas en la cuenca Austral. La mayor parte de sus clientes regulados, plantas generadoras e industriales se encuentran ubicados en la Ciudad de Buenos Aires y sus alrededores, a lo que nos referiremos como el AMBA. Si bien los clientes de la Emisora son responsables por el costo de transporte del gas de la Emisora hasta su punto de entrega, la Emisora está obligada a ajustar sus precios del gas para ser competitiva con otros productores que están más cerca del AMBA y por lo tanto a los que los clientes pagan costos de transporte más bajos. En la medida en que la Emisora pueda abastecer a clientes ubicados más cerca de la cuenca Austral en el sur de Argentina, la misma podrá cobrar precios más altos ya que los costos de transporte son más bajos.

Prácticamente todo el gas de la Emisora es transportado a través de Transportadora de Gas del Sur (“TGS”). Los precios de transporte que TGS cobra están regulados por el ENARGAS, al igual que los precios cobrados por todas las demás grandes empresas de transporte de gas.

En el cuadro a continuación se indican los cargos por transporte de gas por la entrega en el AMBA desde la cuenca Austral y desde la cuenca Neuquina (en donde se encuentran la mayoría de los competidores de la Emisora) al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021⁽¹⁾
	(en US\$ por MMBTU)		
Cuenca de Origen			
Neuquina	0,18	0,21	0,18
Austral	0,28	0,33	0,28

(1) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.


Luis Villarreal
Subdelegado

Principales Políticas Contables y Estimaciones

Esta discusión y análisis de la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora se basan en los estados financieros indicados en este Prospecto, que han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF. La preparación de estos estados financieros requiere que la Emisora efectúe estimaciones y juicios que afectan los montos registrados de sus activos y pasivos, ingresos y gastos, y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de dichos estados financieros. La Nota 5 a los Estados Financieros Anuales Auditados y a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 incluye una discusión detallada de sus principales políticas contables. Las principales políticas contables se definen como aquellas políticas que reflejan los juicios y estimaciones significativos sobre cuestiones que son inherentemente inciertas y relevantes para la condición financiera y resultados de las operaciones de la Emisora. A continuación, se describen las estimaciones significativas que afectan los estados financieros de la Emisora:

Reservas de Hidrocarburos

Por reservas se entiende a los volúmenes de petróleo y gas (expresado en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados a algún ingreso económico, en las áreas donde la Emisora opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales se posee derechos para su explotación.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas y con respecto a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de reservas son ajustadas al menos una vez al año y con mayor frecuencia, si cambios en los aspectos considerados para la evaluación de estas así lo justifican. Dichas estimaciones de reservas han sido preparadas al 31 de diciembre de 2023 por personal técnico de la Emisora y las áreas de la cuenca Austral, cuenca de Golfo San Jorge y cuenca Cuyana han sido auditadas por DeGolyer and MacNaughton y fueron preparadas de acuerdo con los estándares de PRMS (Sistema de Gestión de Recursos Petroleros) aprobadas por Asociación de Ingenieros en Petróleo.

Previsión para Abandono y Taponamiento de Pozos

Las obligaciones relacionadas con el abandono y taponamiento de pozos una vez finalizadas las operaciones implican que la gerencia de la Emisora realice estimaciones respecto de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

Deterioro del valor de los Activos

A los fines de evaluar la recuperabilidad de las propiedades, planta y equipo e inversiones en asociadas, se compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en UGE, en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros


Luis Villarreal
Subdelegado

activos o UGE, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales. Los activos por servicios compartidos son asignados a las UGE, en función de considerar a que UGE le prestan servicio.

Considerando lo antes mencionado, los activos de CGC se han agrupado en las UGE's que se detallan a continuación:

- Segmento de Upstream: Los activos de este segmento han sido agrupados en función de las cuencas del país y si son operadas o no por CGC.

En la Cuenca Austral, se han definido 7 UGE's:

- a) El Cerrito
- b) Dos Hermanos
- c) Campo Boleadoras
- d) Campo Indio
- e) María Inés
- f) Cóndor
- g) La Maggie

En la Cuenca del Golfo San Jorge, se han definido 7 UGE's:

- a) Cerro Wenceslao;
- b) Las Heras, Sur Piedra Clavada y Piedra Clavada;
- c) Bloque 127, Cañadón Minerales y Cerro Overo;
- d) El Cordón, Meseta Espinosa, Meseta Espinosa Norte y Tres Picos (38% del área);
- e) Cañadón Leon, Cañadón Seco y Tres picos (62% del área);
- f) El Huemul; y
- g) Meseta Sirven;

En la Cuenca Cuyana, se han definido 3 UGE's:

- a) Cajón de los Caballos;
- b) Cacheuta y Piedras Coloradas;
- c) La Ventana y Río Tunuyán

En otras cuencas del Segmento Upstream, se ha definido en la Cuenca del Noroeste la UTE Aguargüe.

Adicionalmente, existen las Áreas Exploratorias que aún no se definen como UGE, que son a) Estancia Chiripá, b) Tapi Aike c) Glencross y d) Paso Fuhr.

- Segmento de Midstream: Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Transporte de Gas CGC, que incluye los activos relacionados con las actividades de transporte de gas natural (participaciones accionarias en las compañías TGN, TGM, GAA Y GAC).

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el costo de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual utilizando una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado. Si el importe recuperable de una UGE es inferior a su importe en libros, el importe en libros de esta se reduce a su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor en el Estado de Resultados Integrales. Las pérdidas por deterioro se distribuyen entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable. Consecuentemente, una vez registrada una pérdida por deterioro de valor correspondiente a un activo amortizable, la base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.


Luis Villarreal
Subdelegado

Costos de Exploración y Evaluación

Según lo previsto por la Norma de Contabilidad NIIF 6, la Emisora capitaliza los costos de exploración y evaluación, como los estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos; perforación de pozos exploratorios; evaluación de reservas de petróleo y gas; y propiedad minera asociada a las reservas no probadas, como activos para la exploración y evaluación bajo una categoría específica (activos de exploración y evaluación) en propiedad, planta y equipo. Los costos previos a la obtención del permiso de exploración se registran como pérdida/ganancia según corresponda. Esto significa que los costos de exploración se capitalizan temporalmente como activos de exploración y evaluación hasta que los resultados de los esfuerzos exploratorios son evaluados a fin de determinar si hay suficientes reservas de hidrocarburos para explotar comercialmente los pozos.

Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas de hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados en el momento en el que se arriba a dicha conclusión. Los activos de exploración y evaluación para los que se han identificado reservas son testeados por desvalorización, previo a su reclasificación a la línea “Pozos e Instalaciones de Producción”.

La gerencia de la Emisora realiza análisis y estimaciones respecto de si dichos activos de exploración y evaluación deben continuar siendo tratados como tales, cuando aún no se ha concluido con las evaluaciones o cuando existe información insuficiente para concluir respecto del esfuerzo exploratorio realizado. La gerencia consulta a los expertos técnicos calificados en la materia, a los efectos de realizar dichos análisis.

Determinación del Cargo por Impuesto a las Ganancias e Impuestos Diferidos

La valuación del gasto en concepto de impuesto a las ganancias depende de varios factores, incluyendo interpretaciones vinculadas a tratamientos impositivos correspondientes a transacciones y/o hechos los cuales no son previstos de forma expresa por la ley impositiva vigente, como así también estimaciones en la oportunidad y la realización de los impuestos diferidos. Adicionalmente, los cobros y pagos actuales por impuestos pueden diferir de estas estimaciones a futuro, todo ello como resultado, entre otros, de cambios en las normas impositivas y/o sus interpretaciones, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la Emisora.

Contingencias

La Emisora está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Emisora analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales.

Cambios de Políticas Contables

Modelo de Revaluación en el activo del “Midstream”

Con fecha efectiva 30 de septiembre de 2018 el Directorio de la Emisora decidió utilizar, dentro de los dos modelos previstos en la NIC 16 (“**Propiedad, planta y equipo**”), el “modelo de revaluación” para la valuación de sus activos esenciales que comprenden el sistema de Gasoducto, los que incluyen Gasoductos, Terrenos y Plantas compresoras. El cambio de criterio de valuación del “modelo de costo” al “modelo de revaluación” se aplica en forma prospectiva de


Luis Villarreal
Subdelegado

acuerdo con la NIC 8 (“**Políticas contables, Cambios en las estimaciones contables y Errores**”).

Este cambio de política contable permite valorar los activos sujetos a revaluación a su valor razonable y de esta forma brindar información más fiable en el Estado de Situación Financiera. Asimismo, se ha determinado que este grupo de activos constituye una categoría de activos según NIC 16 considerando la naturaleza, características y riesgos inherentes.

Para la aplicación de dicho modelo, las compañías asociadas utilizan los servicios de expertos independientes, los cuales fueron compartidos al Directorio de la Sociedad, el cual aprobó dichos revalúos. Asimismo, el Directorio es quien decide, luego de discusiones con los expertos y compañías asociadas, los métodos de valoración y, en caso de corresponder, los datos de entrada que se utilizarán en cada caso.

Las revaluaciones deberán hacerse con la frecuencia necesaria de tal forma que el valor registrado contablemente no difiera significativamente del valor razonable de los activos a la fecha de cada medición.

Para medir el valor razonable de los Activos sujetos a Revaluación, se utiliza como técnica de valoración el “enfoque del ingreso” establecido en la Norma de Contabilidad NIIF 13 (“**Medición del valor razonable**”). La Sociedad utiliza un modelo de flujo de fondos descontados elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles en la determinación del valor razonable: (i) volúmenes de transporte contratados en firme y volúmenes de transporte vendidos bajo la modalidad de transporte interrumpible; (ii) tarifas de transporte de gas; (iii) gastos de operación y mantenimiento; (iv) inversiones necesarias para mantenimiento del sistema de gasoducto en operaciones; (v) tasa de descuento ponderada; y (vi) variables macroeconómicas, tales como la tasa de inflación, la tasa de devaluación, etc.

Dicho método de valuación ha sido clasificado según la Norma de Contabilidad NIIF 13 como jerarquía del valor razonable Nivel 3.

El incremento del importe en libros de un activo como consecuencia de una revaluación se reconoce en la cuenta “Otros resultados integrales”, neto del impuesto diferido correspondiente. El efecto de la revalorización efectuada en Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A., Gasinvest S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., a la participación de CGC, se detalla al final de la nota.

En el caso de la inversión en la asociada Gasoducto GasAndes S.A. (Chile) no tuvo efectos la revalorización efectuada al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Los incrementos por revaluaciones se reconocen en el Estado de Resultados integrales en el rubro Otros resultados integrales y se acumulan en la Reserva por revaluación de activos del Estado de Cambios en el Patrimonio, salvo en la medida en que dicho incremento revierta una disminución de revaluación del mismo activo reconocida previamente en los resultados, en cuyo caso el incremento se reconoce en los resultados. Una disminución por revaluación se reconoce en los resultados, salvo en la medida en que dicha disminución compense un incremento de revaluación del mismo activo reconocido previamente en la Reserva por revaluación de activos.

Desafectación de la reserva: Al momento de la venta del activo revaluado, cualquier Reserva por revaluación de activos relacionada con ese activo se transfiere a los Resultados no asignados. Adicionalmente, se transfiere parte de la reserva por revalúo a medida que el activo fuera utilizado por la entidad. En este caso, el importe de la reserva por revalúo transferido sería igual a la diferencia entre la depreciación calculada según el valor revaluado del activo y la calculada según su costo original. Las transferencias desde las cuentas de reserva por revalúo a las cuentas de Resultados no asignados, no pasan por el resultado del ejercicio.


Luis Villarreal
Subdelegado

De acuerdo con lo establecido por el Texto Ordenado de la CNV, al cierre del ejercicio el saldo positivo de la “Reserva de revaluación de activos” no podrá ser distribuido, capitalizado ni destinado a absorber pérdidas acumuladas, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la Sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la Ley General de Sociedades N° 19.550.

En base a la medición realizada por la aplicación del modelo de revaluación, se han determinado las siguientes diferencias con relación a los valores contables medidos por el modelo del costo, para los Activos sujetos a Revaluación al 31 de diciembre de 2023:

	Reserva por revalúo de activos (en millones de pesos)
Gasinvest S.A.	689,7
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	1.954,7
Transportadora de Gas del Norte S.A.	2,9
Total	2.647,3

Cambios en la política contable bajo las Normas de Contabilidad NIIF

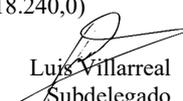
Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación obligatoria para ejercicios iniciados el 1 de enero de 2023.

En el transcurso de 2021, 2022 y 2023 se dictaron nuevas Normas de Contabilidad NIIF, que no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones o la situación financiera de la Emisora en los años mencionados. Ver nota 2.2.1. de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Resultados de las Operaciones

El cuadro que sigue a continuación refleja el estado de resultados integrales para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽²⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)	
Ingresos ⁽¹⁾	521.612,2	458.676,4	141.920,4
Costo de ingresos	(433.851,7)	(369.491,5)	(85.933,5)
Resultado bruto	87.760,5	89.184,9	55.986,9
Gastos de comercialización	(23.561,6)	(22.106,6)	(5.446,5)
Gastos de administración	(40.280,7)	(28.577,5)	(12.873,9)
Gastos de exploración	(8.050,7)	-	(29,4)
Cargo por deterioro de activos financieros	(6,5)	(194,0)	(625,1)
Otros ingresos y (egresos) operativos, netos	(3.206,2)	12.704,2	4.929,2
Resultado operativo	12.654,8	51.011,1	41.941,1
Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos	19.179,5	2.685,2	(3.965,1)
Ingresos financieros	15.102,2	1.831,4	2.652,3
Costos financieros	(22.051,0)	(27.990,3)	(11.906,6)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	(17.492,2)	1.024,7	(7.061,6)
Otros resultados financieros	(255.500,4)	(6.023,1)	(18.240,0)


Luis Villarreal
Subdelegado

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽²⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)		(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)
Resultado por combinación de negocios	-	-	6.131,2
Resultado antes de impuestos	(248.107,1)	22.539,0	9.551,3
Impuesto a las ganancias	91.919,1	1.982,6	(8.640,4)
Resultado del ejercicio	(156.188,0)	24.521,5	910,9
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos	38.208,6	(3.323,0)	(8.257,2)
Resultado total integral del ejercicio	(117.979,3)	21.198,5	(7.346,3)

(1) Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluye \$5.502,6 millones, \$5.583,4 millones y \$27.568,4 millones en subsidios del estado, respectivamente. Ver “—Tendencias relacionadas con el negocio del petróleo y del gas—Ingresos” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la industria de petróleo y gas—Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”. Ver también la Nota 24 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

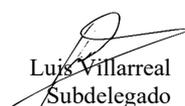
(2) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

Comparación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022

La tabla que sigue a continuación detalla los resultados de las operaciones de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023	2022 ⁽¹⁾	Variación	
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)		\$	%
Ingresos	521.612,2	458.676,4	62.935,8	13,7%
Costo de ingresos	(433.851,7)	(369.491,5)	(64.360,2)	17,4%
Resultado bruto	87.760,5	89.184,9	(1.424,4)	(1,6)%
Gastos de comercialización	(23.561,6)	(22.106,6)	(1.455,1)	6,6%
Gastos de administración	(40.280,7)	(28.577,5)	(11.703,2)	(41,0)%
Gastos de exploración	(8.050,7)	-	(8.050,7)	(100,0)%
Cargo por deterioro de activos financieros	(6,5)	(194,0)	187,5	(96,5)%
Otros ingresos y (egresos) operativos	(3.206,2)	12.704,2	(15.910,4)	(125,2)%
Resultado operativo	12.654,8	51.011,1	(38.356,2)	(75,2)%
Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos	19.179,5	2.685,2	16.494,2	(614,3)%
Ingresos financieros	15.102,2	1.831,4	13.270,8	(724,6)%
Costos financieros	(22.051,0)	(27.990,3)	5.939,3	(21,2)%
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M)	(17.492,2)	1.024,7	(18.517,0)	(1.807,0)%
Otros resultados financieros	(255.500,4)	(6.023,1)	(249.477,3)	4.142,0%
Resultado antes de impuestos	(248.107,1)	22.539,0	(270.646,1)	(1200,8)%
Impuesto a las ganancias	91.919,1	1.982,6	89.936,6	4536,4%
Resultado del ejercicio	(156.188,0)	24.521,5	(180.709,5)	(736,9)%
Total de otros resultados integrales del ejercicio, neto de impuestos	38.208,6	(3.323,0)	41.531,7	(1.249,8)%
Resultado total integral del ejercicio	(117.979,3)	21.198,5	(139.177,8)	(656,5)%

(1) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.


Luis Villarreal
Subdelegado

Con efectos a partir del 1° de enero de 2024, tal como se explica detalladamente en la Nota 1.3 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023, la Emisora absorbió a CGC Energía S.A.U. Para más información, ver “*Información Contable y Financiera – Adquisición y fusión con CGC Energía – Información contable y financiera*”.

Ingresos netos

Los ingresos del ejercicio aumentaron \$62.935,8 millones, representando un 13,7%, pasando de \$458.676,4 millones al 31 de diciembre de 2022 a \$521.612,2 millones al 31 de diciembre de 2023, principalmente como consecuencia del incremento de venta de Gas.

Los ingresos por venta de gas ascendieron a \$191.441,1 millones y \$135.283,1 millones al 31 de diciembre de 2023 y 2022 respectivamente, lo que representa un aumento de \$56.158,0 millones (42%) respecto del año 2022, debido a un aumento de los precios de venta promedios medidos a valor real en pesos y un aumento de producción en la cuenca del Golfo.

Los ingresos por venta de crudo ascendieron a \$311.482,8 millones y \$302.428,0 millones en los años 2023 y 2022 respectivamente, lo que representa un incremento de \$9.054,8 millones (3%), originado principalmente por un aumento de precios.

Costo de ingresos

El costo de ingresos totalizó \$433.851,7 millones en el año 2023, representando un aumento del 17,4% comparado con los \$369.491,5 millones registrados en el año 2022. La suba en los costos operativos de CGC se explica principalmente por la variación del rubro “Regalías, canon y servidumbre” que se incrementó en \$4.551 millones respecto al ejercicio anterior y al incremento del \$38.276 millones en el rubro “Depreciación propiedad, planta y equipos” por las significativas inversiones en activo fijo realizadas durante el ejercicio.

Resultado bruto

El resultado bruto del ejercicio 2023 disminuyó a \$87.760,5 millones, \$1.424,4 millones menor al registrado en el ejercicio 2022 que ascendió a \$89.184,9 millones, con márgenes sobre ingresos del 16,8% y 19,4% para el 2023 y 2022, respectivamente.

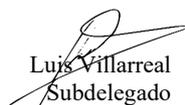
Gastos de comercialización y de administración

Los gastos de comercialización totalizaron \$23.561,6 millones en el ejercicio 2023, representando un aumento en \$1.455,1 millones es decir un 6,6% respecto al ejercicio anterior. El incremento corresponde a un mayor cargo por impuesto a los ingresos brutos por \$1.762 millones debido al aumento de la facturación en el mercado interno, neto de un menor cargo de despacho y transporte por \$1.093 millones.

Los gastos de administración en el ejercicio 2023 totalizaron \$40.280,7 millones en el ejercicio 2023, representando un aumento en \$11.703,2 millones es decir un 41% respecto al ejercicio anterior que disminuyó a \$28.577,5 millones. La suba de los gastos de administración corresponde al incremento en los rubros de Sueldos y Cargas Sociales por \$8.812 millones y una disminución del monto de recupero de la provisión para juicios y otros reclamos por \$1.058 millones.

Gastos de exploración

En el año 2023, los gastos de exploración ascendieron a \$8.050,7 correspondientes al efecto de la reversión del permiso de exploración del Área Piedrabuena. En el año 2022 no hubo gastos de exploración.


Luis Villarreal
Subdelegado

Otros Ingresos y (Egresos) operativos, netos

El rubro Otros Ingresos y (Egresos) Operativos, netos totalizó pérdidas por \$3.206,2 millones en el ejercicio 2023 y ganancias por \$12.704,2 millones en 2022. Durante el ejercicio 2023 y 2022 se reconocieron reversiones al (deterioro) recupero de activos no financieros por \$7.268 y \$5.942 millones, respectivamente, basada principalmente en una mejora esperada en los precios del crudo, ver Nota 5 c) a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, en el ejercicio 2022 se reconoció un recupero de la provisión por obsolescencia de inventarios por \$3.005 millones y se reconoció un cargo en el ejercicio 2023 por (\$0,23) millones.

Resultado operativo

El resultado operativo de la Emisora disminuyó en \$38.356,2 millones o 75,2%, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, de un resultado operativo de \$51.011,1 millones para el mismo ejercicio en 2022, a un resultado operativo de \$12.654,8 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. El margen de resultado operativo fue 2,4% y 11,1% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos

El rubro de Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos totalizó ganancias por \$19.179,5 millones en el ejercicio 2023 y ganancias por \$2.685,2 millones en el comparativo. La variación de \$16.494 millones obedece principalmente mayores ganancias registradas por su asociada Gasinvest S.A. por \$22.798 por recupero de deterioro de activos financieros y resultados financieros, neto de menores ganancias registradas por Gasoducto Gasandes S.A. (Chile) por \$4.700 millones. Para mayor información respecto de los resultados de la participación en sociedades, ver la Nota 9 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 presentaron una pérdida por \$279.941 millones, lo que representó un aumento de \$248.784 a la pérdida del ejercicio 2022, que ascendió a \$31.157 millones. La variación se debe principalmente al efecto neto de \$263.878 millones generado por la pérdida de diferencia de cambio, netas. Para mayor información respecto de los resultados financieros, ver la Nota 31 a Estados Financieros Anuales Auditados.

Impuesto a las ganancias

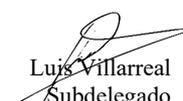
El impuesto a las ganancias ascendió a \$91.919 millones (ganancia) en el año 2023 y \$1.982 millones (ganancia) en el año 2022. En el ejercicio 2023 se registra un significativo quebranto generado principalmente por la pérdida de diferencia de cambio deducible para el impuesto a las ganancias, neto del efecto del ajuste por inflación impositivo.

Resultado del ejercicio

El resultado neto del ejercicio arrojó una pérdida de \$156.188,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación a la ganancia de \$24.521,5 millones para el ejercicio 2022 como consecuencia de las variaciones explicadas anteriormente.

Liquidez y Recursos de Capital

Fuentes y Uso de los Fondos


Luis Villarreal
Subdelegado

Las fuentes de liquidez de la Emisora, históricamente, fueron sus flujos de fondos derivados de sus operaciones y su endeudamiento. El uso de los fondos por la Emisora ha sido históricamente destinado a capital de trabajo, inversiones en bienes de capital, adquisiciones y cancelación de deuda. El plan de perforación de la Emisora para 2024 y 2025, que se encuentra sujeto a modificaciones conforme a cambios macroeconómicos, regulatorios y otros factores, incluye inversiones estimadas en el rango aproximado de US\$650 a US\$750 millones en proyectos orientados desarrollar sus reservas y exploraciones. La Emisora prevé que los flujos de fondos proyectados para sus operaciones serán suficientes para fondear la cancelación de su endeudamiento y las inversiones en bienes de capital presupuestadas por la Emisora, así como las necesidades de capital de trabajo. La Emisora está enfocada en optimizar su estructura de capital y obtener fuentes adicionales de financiamiento, en línea con su estrategia de inversiones. A los fines de financiar futuras inversiones en bienes de capital, la Emisora considera la posibilidad de celebrar contratos de *farm-out* u otros convenios similares para inversiones estratégicas de largo plazo que le provean de potencial de crecimiento sin la necesidad de incrementar su apalancamiento financiero.

Flujos de fondos

En el cuadro a continuación se indican los flujos de fondos de la Emisora a las fechas allí indicadas y los flujos netos de fondos utilizados para operaciones, inversiones y financiamiento en los períodos que allí se indican.

	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de	
	2023	2022
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)	
	(en millones de pesos)	
Flujo de fondos		
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del ejercicio	94.408,7	107.594,2
Flujo neto generado por operaciones	49.803,0	59.075,4
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(302.883,9)	(143.920,6)
Flujo neto efectivo generado por las actividades de financiación	156.374,7	91.405,5
Resultados financieros generados (utilizados) por el efectivo y equivalentes del efectivo	119.298,7	(19.745,7)
Efectivo y equivalentes del efectivo al cierre del ejercicio	117.001,3	94.408,7

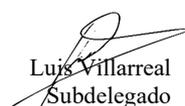
Variación del flujo de fondos para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022

Flujo neto generado por actividades operativas

Durante el año 2023, la generación de caja operativa alcanzó los \$49.803,0 millones comparado con una generación de caja de \$59.075,4 millones durante el año 2022. Esta disminución se generó por un aumento del capital de trabajo. Para más información, ver la Nota 6 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Flujo neto utilizado en las actividades de inversión

El flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión alcanzó un total de \$302.883,9 millones durante el año 2023, aumentando un 110,5% respecto al ejercicio 2022. Durante el


Luis Villarreal
Subdelegado

ejercicio 2023 se produjeron mayores inversiones en activo fijo por \$98.900 millones y menores inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos por \$64.693 millones.

Flujo neto generado por las actividades de financiación

En el año 2023 el flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación representó un aumento de fondos por \$156.374,7 millones. Respecto al año anterior hubo una mayor toma de deuda neta de pago de capital por \$65.310 millones y menores pagos de intereses por \$1.000 millones.

Endeudamiento

Ver “— *Capitalización y endeudamiento*” en esta Sección del Prospecto.

Análisis del Riesgo de Mercado

La Emisora se encuentra expuesta a riesgo de mercado relacionado principalmente a las fluctuaciones de las tasas de interés, los tipos de cambio y el precio de los *commodities*, lo que puede afectar adversamente el valor de sus activos financieros y pasivos y sus ingresos. Ver la Nota 4.1.1 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

Riesgo de Tasa de Interés

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora no tenía endeudamiento sujeto a tasas de interés variables.

Riesgo de Moneda Extranjera

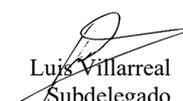
La exposición de la Emisora a otras monedas extranjeras que no sean el dólar estadounidense no es significativa. Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía \$966.870,3 millones de endeudamiento financiero denominado en dólares. La potencial pérdida que la Emisora podría registrar por el efecto de una variación hipotética del 20% en el tipo de cambio sobre sus activos y pasivos en moneda extranjera sería de aproximadamente \$162.293,6 millones. Sin embargo, cabe destacar que sustancialmente la totalidad de los ingresos de la Emisora se encuentran denominadas en dólares, por lo que ello atenúa el riesgo devaluatorio sobre los resultados de las operaciones de la Emisora. La Emisora no tiene actualmente cobertura frente al riesgo de moneda extranjera. La Emisora no tiene actualmente cobertura frente al riesgo de moneda extranjera. Para más información, ver “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Argentina – La devaluación del peso podría afectar adversamente la economía argentina, e indirectamente la situación financiera y resultados de las operaciones de la Emisora*” en este Prospecto.

Riesgo Relacionado con el Precio de los Commodities

Durante 2022 y 2023, los resultados derivados del negocio del petróleo y gas de la Emisora constituyeron sustancialmente la totalidad de sus ingresos netos.

Con fecha 14 de octubre de 2021, la subsidiaria de la Emisora, Compañía General de Combustibles Internacional Corp., concertó un instrumento de cobertura del tipo “*put*”, que cubre la baja en la cotización de los mercados internacionales del “Oil Brent”, por debajo de los US\$70/bbl por el período desde el 1 de mayo de 2022 al 31 de diciembre de 2022, por una cantidad de 1.006.368 bbl abonando una prima de US\$7,5 millones

Operaciones Fuera de Balance


Luis Villarreal
Subdelegado

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora no era parte de ningún acuerdo fuera de balance, que no hubieran sido incluidos en sus Estados Financieros Anuales Auditados.

Reconciliación del EBITDA Ajustado

En el siguiente cuadro se indica una conciliación del EBITDA Ajustado con dividendos cobrados y EBITDA ajustado con los resultados de la Emisora conforme a las Normas de Contabilidad NIIF para los períodos indicados:

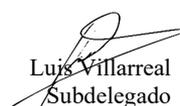
	Ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021 ⁽¹⁾
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2023)	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de diciembre de 2022)	
Resultados netos del ejercicio	(156.188,0)	24.521,5	910,9
Ingresos financieros	(15.102,2)	(1.831,4)	(2.652,3)
Costos financieros	22.051,0	27.990,3	11.906,6
RECPAM	17.492,2	(1.024,7)	7.061,6
Otros resultados financieros	255.500,4	6.023,1	18.240,0
Resultado por combinación de negocios	-	-	(6.131,2)
Depreciaciones y amortizaciones	122.674,6	84.058,4	29.248,3
Impuesto a las ganancias	(91.919,1)	(1.982,6)	8.640,4
Gastos de exploración	8.050,7	-	29,4
Recupero/cargo de deterioro de activos no financieros	7.268,1	(5.942,0)	(5.109,2)
Resultado inversiones permanentes	(19.179,5)	(2.685,2)	3.965,1
EBITDA Ajustado	150.648,3	129.127,4	66.109,7
Dividendos cobrados en el período	9.600,6	5.594,3	587,0
EBITDA Ajustado con dividendos cobrados	160.248,9	134.721,7	66.696,7

(1) El primer semestre de 2021 no incluye los resultados atribuibles a la adquisición de CGC Energía S.A.U.

El EBITDA ajustado está definido como el resultado operativo de los segmentos consolidados excluyendo los gastos de depreciación y desvalorización de la propiedad planta y equipo y derecho a uso de activo por arrendamiento, pérdidas esperadas para créditos comerciales y otros créditos, provisiones para juicios y otros reclamos, ganancias (pérdidas) en la devolución de áreas e inversiones exploratorias no exitosas. Excluye además, los impuestos a las transacciones financieras. El EBITDA ajustado con dividendos cobrados incluye además el cobro de dividendos sobre las inversiones en asociadas y negocios conjuntos. El total del EBITDA ajustado está definido como la suma del EBITDA ajustado de todos los segmentos.

La gerencia de primera línea de la Emisora utiliza mediciones no requeridas por las Normas de Contabilidad NIIF, como el EBITDA Ajustado, entre otras mediciones, para planeamiento interno y análisis de rendimiento. La Emisora considera que este tipo de mediciones provee información útil acerca del rendimiento operativo y financiero de sus operaciones y permite comparaciones período a período sobre una base consistente. La gerencia de primera línea de la Emisora utiliza internamente el EBITDA Ajustado para evaluar el rendimiento operativo por cada período reportado y para asistir en el planeamiento y pronóstico de los resultados operativos futuros. Adicionalmente, los cálculos del EBITDA Ajustado efectuados por la Emisora podrían diferir de los cálculos aplicados por otras compañías, incluyendo competidores del sector de energía, por lo que las mediciones podrían no ser comparables con las de otras compañías del mismo sector.

La Emisora calcula el EBITDA Ajustado como su resultado operativo neto aumentado o disminuido (sin duplicación) por los siguientes rubros:


 Luis Villarreal
 Subdelegado

- disminuido por los ingresos financieros y aumentado por los costos financieros;
- incrementado por otros resultados financieros;
- incrementado por depreciación y amortización;
- incrementado por el impuesto a las ganancias e impuestos a las transacciones financieras;
- incrementado por gastos de exploración;
- incrementado por deterioro del valor de los activos de propiedad, planta y equipo;
- incrementado por otros ingresos (gastos) operativos netos;
- disminuido por ganancias e incrementado por pérdidas derivadas de inversiones valuadas bajo el método de la participación; y
- ajustado de acuerdo a la NIC 29.

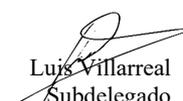
La Emisora calcula el EBITDA Ajustado con dividendos cobrados como EBITDA Ajustado incrementado por cobro de dividendos de inversiones valuadas bajo el método de la participación (y disminuido por inversiones en efectivo en inversiones valuadas bajo el método de la participación).

Compromisos de inversión de capital

La Emisora reconoce en sus estados financieros los activos, pasivos, ingresos de actividades ordinarias y gastos relativos a su participación en operaciones de inversión de capital, para la explotación y producción de hidrocarburos.

A continuación, se detallan los compromisos mínimos de inversión de la Emisora al 31 de diciembre de 2023:

Cuenca	Área	% de participación	Operador	Duración hasta	Título	Monto (en millones de dólares)
Golfo de San Jorge ⁽¹⁾	-	-	CGC	2037	Explotación y Exploración	518,0
Austral	Glencross	87	CGC	2033	Explotación	21,3
Austral	Tapí Aike	100	CGC	2026	Exploración	14,2
Austral	Paso Fuhr	50	CGC	2023	Exploración	5,2
Austral	Piedrabuena	100	CGC	2023 ⁽²⁾	Exploración	
Austral	Santa Cruz I (Fracciones A, B, C y D), Santa Cruz II (Fracciones A y B) y Laguna de los Capones.	100	CGC	2027	Explotación Exploración	7,1


Luis Villarreal
Subdelegado

(1) Compromiso de la Emisora al efecto de extender el plazo de vigencia de las concesiones de explotación de hidrocarburos ubicadas en la Cuenca del Golfo de San Jorge por un plazo adicional de diez años, en los términos de lo previsto por el artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319.

(2) Con fecha 17 de agosto de 2023, CGC solicitó formalmente al IESC la renuncia a los derechos y obligaciones referentes al permiso de exploración. El área fue revertida íntegramente a la provincia durante el año 2023, no quedando compromisos pendientes a la fecha. Ver Nota 28 a los Estados Financieros Anuales Auditados.

INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación, se consigna un breve resumen de ciertas disposiciones significativas del estatuto de la Emisora y la legislación argentina. Esta descripción no pretende ser completa y debe ser leída conjuntamente con los estatutos de la Emisora y la legislación aplicable.

Instrumento constitutivo y estatutos

La Emisora es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina. Tiene su domicilio social en la calle Bonpland N° 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Fue inscrita en el Registro Público de Comercio con fecha 15 de octubre de 1920 bajo el número 136 del Libro 41, Folio 26 de Sociedades Anónimas. La duración de la Emisora será hasta el 1° de septiembre de 2100.

Objeto social de la Emisora

Con fecha 20 de julio de 2017, la Asamblea General extraordinaria de accionistas N° 176 aprobó la reforma al artículo tercero del estatuto social de la Emisora, a partir de la cual el objeto social de la Emisora quedó redactado de la siguiente forma: La sociedad tiene por objeto dedicarse por cuenta propia, de terceros y/o asociada a terceros, a las siguientes operaciones: a) Industriales y Productivas: la exploración, explotación, industrialización, almacenamiento, comercialización, transporte y envasado de productos y subproductos de los hidrocarburos y sus derivados, así como la generación de energía eléctrica cualquiera sea su fuente; explotación e industrialización de productos y subproductos de la madera y sus derivados cualquiera sea su procedencia y destino, incluyendo forestación de tierras y la explotación, fabricación y elaboración de productos y materiales destinados a la industria de la construcción; b) Mineras: mediante la exploración, cateo y explotación de canteras o yacimientos mineros; c) Comerciales: mediante la importación, exportación, compra, venta, permuta, consignación, distribución, transporte, provisión, depósito, comodato y en general comercialización en el mercado nacional o en el extranjero de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, así como la comercialización de energía eléctrica cualquiera sea su fuente a dichos efectos podrá elaborar hidrocarburos, utilizarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos o exportarlos, así como comercialización de materias primas, mercaderías elaboradas, productos, materiales, maquinarias, repuestos y accesorios, equipos y tecnología; el transporte terrestre, fluvial y marítimo en el país y en el exterior cumpliendo para ello con los requisitos que exijan las disposiciones vigentes en la oportunidad; la explotación y arrendamiento de surtidores y estaciones de servicios en todo el territorio del país, el ejercicio de representaciones, comisiones, consignaciones y servicios; d) Financieras: mediante inversiones o aportes de capital a empresas o sociedades constituidas o a constituirse para negocios o explotaciones presentes o futuras; compra, venta de títulos, acciones y otros valores mobiliarios nacionales o extranjeros, constitución de hipotecas, prendas y otros derechos reales y su transferencia; otorgamiento de fianzas, avales y todo tipo de garantías, así como de créditos, sean estos garantizados o no. Quedan excluidas las operaciones contempladas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso público; e) Inmobiliarias: mediante la compraventa de inmuebles, sean urbanos o rurales, con fines de explotación, renta, fraccionamiento, enajenación, urbanización, construcción y toda operación, incluidas las del régimen de la propiedad horizontal. Para su cumplimiento la sociedad tendrá plena capacidad jurídica para realizar todo tipo de actos, contratos y operaciones que se relacionen directa o indirectamente con aquel, pudiendo en consecuencia adquirir fondos de comercio, formar sociedades principales o subsidiarias, efectuar funciones, combinaciones u otras comunidades de intereses con otras sociedades y empresas.

La reforma del objeto social de la Emisora fue aprobada por la CNV mediante Resolución N° RESFC-2017-18951-APN-DIR#CNV e inscrita en el Registro Público (IGJ) bajo el número 20440 del libro 86 de Sociedades Anónimas.

Disposiciones estatutarias respecto de los directores y de la comisión fiscalizadora

La dirección y administración de la Emisora estará a cargo de un directorio compuesto del número de miembros que fija la asamblea general ordinaria entre un mínimo de cinco y un máximo de 11 con mandato por dos años, pudiendo ser reelegidos. Por medio de la Asamblea General Extraordinaria N° 166 de fecha 19 de diciembre de 2013, se introdujo el artículo ocho bis al estatuto social en virtud del cual se modificó el número de directores que designará cada clase de accionistas, a saber: los accionistas clase B designarán dos directores titulares y dos directores suplente y los accionistas clase A designarán a los restantes directores titulares y suplentes. La sustitución, revocación o remoción de directores titulares o suplentes compete a la clase que los hubiera designado. El directorio elegirá de su seno un presidente, un vicepresidente que reemplazará al primero en caso de ausencia o impedimento, y un secretario. El directorio funciona válidamente con la presencia de la mayoría absoluta de sus integrantes y resuelve por mayoría de votos presentes. En caso de empate, el voto del presidente o de quien lo reemplace se computará doble. La asamblea fijará anualmente la remuneración del directorio.

El directorio tiene todas las facultades para administrar y disponer de los bienes, incluso aquellas para las cuales la ley requiere poderes especiales, conforme al artículo 375 del Código Civil y Comercial de la Nación (ex artículo 1881 del Código Civil) y artículo 9 del Decreto Ley N° 5965. Puede en consecuencia celebrar en nombre de la Emisora toda clase de actos jurídicos que tiendan al cumplimiento del objeto social, entre ellos operar con los Bancos de la Nación Argentina, Nacional de Desarrollo, de la Provincia de Buenos Aires, Hipotecario Nacional y demás instituciones de crédito oficiales o privadas, nacional o extranjeras, establecer agencias, sucursales u otra especie de representación, dentro o fuera del país, otorgar a una o más personas poderes judiciales inclusive para querellas criminales o extrajudiciales con el objeto y extensión que juzgue conveniente. Asimismo, estará facultado para disponer cuando lo estime conveniente, la introducción de los títulos y acciones de la Emisora en mercados nacionales y extranjeros y su cotización en bolsas y mercados autorizados, cargando la Emisora con los gastos necesarios.

El estatuto no contiene ninguna disposición relativa a la facultad de los directores de: (a) votar sobre una propuesta, convenio o contrato en el cual el director tenga un interés personal; (b) a falta de quórum independiente, de votar compensaciones para ellos o para cualquier miembro del órgano de administración; y (c) tomar préstamos, con excepción de las facultades de administración y disposición mencionadas en el párrafo precedente. El estatuto tampoco obliga a los directores a retirarse al cumplir una determinada edad ni obliga a que tengan una determinada cantidad de acciones para poder ser directores.

La fiscalización de la Emisora estará a cargo de una comisión fiscalizadora integrada por tres síndicos titulares elegidos por la asamblea, quien además deberá elegir tres síndicos suplentes. Los síndicos durarán en sus funciones un ejercicio, siendo reelegibles. Actuarán en forma colegiada y sesionarán y adoptarán sus resoluciones con la presencia y voto favorable de por lo menos dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos y atribuciones que la ley acuerda al disidente.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

El artículo 6 del estatuto de la Emisora establece que para el caso de transferencias de acciones por cualquiera de los accionistas Clase "A" a un tercero de buena fe, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de que tal transferencia importe la del control de la Emisora, todos o cualquiera de los accionistas clase B tendrán el derecho, pero no la obligación, de vender acciones de la Emisora en los mismos términos, al mismo momento y al mismo

precio unitario en que los accionistas clase A vendan sus acciones, según se especifique en la notificación de oferta. Dentro de los diez días corridos posteriores a la notificación de la oferta, los accionistas clase B que ejerzan el derecho de seguimiento, deberán dar indefectiblemente notificación escrita de ello a los accionistas clase A que hubieran cursado la notificación de oferta. Si la sumatoria del número de acciones a ser vendidas por los accionistas clase A y B excediera la cantidad de acciones que el adquirente propuesto estuviera dispuesto a adquirir, la transferencia se realizará en proporción a la participación accionaria de cada accionista vendedor.

El artículo 7 del estatuto de la Emisora establece que para el caso de transferencias de acciones por accionistas clase A, exceptuando las transferencias entre integrantes del mismo grupo económico, y únicamente para el supuesto de venta de la totalidad de las acciones clase A a un tercero de buena fe, y de estar referida la oferta de dicho tercero a la totalidad del capital accionario, los accionistas clase B tendrán la obligación de vender su acciones bajo los mismos términos y condiciones ofrecidos por el tercero.

No hay disposiciones estatutarias referidas a: (i) el rescate de acciones; (ii) fondo de rescate de acciones; (iii) responsabilidad por otras compras de acciones por parte de la Emisora; y (iv) cualquier disposición discriminatoria contra cualquier tenedor existente o futuro de tales acciones como resultado de la tenencia por tal tenedor, de una cantidad sustancial de acciones de la Emisora.

La liquidación de la Emisora puede ser efectuada por el Directorio o por los liquidadores designados por la asamblea, bajo la vigilancia de los síndicos. Cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se repartirá entre los accionistas.

Asambleas de accionistas

El estatuto de la Emisora establece que se puede convocar a Asamblea General ordinaria de accionistas en primera y segunda convocatoria en forma simultánea en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día una hora después de fracasada la primera. La Asamblea General ordinaria sesiona con un quórum que represente más de la mitad de las acciones con derecho a voto y resuelve válidamente con una mayoría que represente más de la mitad de las acciones con derecho a voto. Por su parte, las asambleas extraordinarias sesionan con un quórum equivalente a más del 60% de las acciones con derecho a voto y resuelve válidamente con la mayoría de los votos presentes. En asambleas extraordinarias convocadas para los casos previstos en los artículos 70 párrafo 3º y 244 párrafo 4º de la Ley de General de Sociedades, se resuelve tanto en primera como en segunda convocatoria por el voto favorable de la mayoría de las acciones con derecho a voto. La asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, sesiona con quórum que represente cualquier número de acciones presentes con derecho a voto.

Celebración de Directorios y Asambleas a distancia

Con fecha 4 de abril de 2022, la Asamblea de accionistas de la Emisora resolvió la modificación del estatuto social en línea con las propuestas del directorio realizadas en la reunión de fecha 11 de marzo de 2022, a fin de permitir la celebración de asambleas y reuniones de directorio a distancia.

En dicho sentido, las asambleas de la Emisora podrán celebrarse dando cumplimiento a los siguiente requisitos: (i) garantizar la libre accesibilidad de todos los participantes a las reuniones mediante plataformas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video; (ii) garantizar la participación con voz y voto de todos los miembros y de la comisión fiscalizadora; (iii) que la reunión celebrada de este modo sea grabada en soporte digital, cuya copia deberá ser conservada por el representante legal por el término de 5 años, y estar a disposición de cualquier socio que la solicite; (iv) que la reunión celebrada sea transcrita en el correspondiente libro social, dejándose expresa constancia en el acta de asamblea y en el registro de asistencia de las personas que participaron presencialmente y a distancia; (v) que el acta


Luis Villarreal
Subdelegado

de asamblea este suscripta por las personas designadas en el acta; y (vi) que en la convocatoria se informe de manera clara y sencilla cuál es el medio de comunicación elegido, el modo de acceso y la documentación requerida a los efectos de permitir dicha participación.

Las reuniones del directorio de la Emisora podrán celebrarse mediante sistemas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video. Para ello, la comisión fiscalizadora dejará constancia de la regularidad de las decisiones adoptadas. A los efectos del quórum se computará a los directores presentes y a los que no se encuentren presentes pero que se hallen comunicados con el directorio por sistemas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video. En las actas de directorio se deberá dejar constancia expresa de los directores presentes y de la cantidad y nombre de los directores comunicados por sistemas que permitan la transmisión en simultáneo de audio y video.

Otras disposiciones

El estatuto no contiene disposiciones en razón de las cuales se deba revelar la propiedad de la tenencia accionaria ni contiene ningún artículo que pueda causar la demora, diferimiento o prevención de un cambio de control de la Emisora, el cual sólo podría operar en caso de fusión, adquisición o reestructuración societaria.

Contratos importantes

Ni la Emisora ni otros miembros del grupo económico tienen, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que se celebran en el curso ordinario de los negocios, distintos de los detallados en otras secciones de este Prospecto.

Control de Cambios

A continuación, se presenta un resumen de ciertas cuestiones relativas al acceso al mercado de cambios en Argentina para el ingreso y egreso de divisas. Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha de este Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de dichas reglamentaciones estarán de acuerdo con la interpretación de estas que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en su interpretación por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se aconseja a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de las consecuencias cambiarias, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

Ley de Emergencia Económica

En enero de 2002, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, y se facultó al Poder Ejecutivo para establecer el sistema que determinará la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras, y dictar regulaciones cambiarias. En tal contexto, el 8 de febrero de 2002 a través del Decreto N° 260/02, el Poder Ejecutivo estableció (i) el Mercado Único y Libre de Cambios, a través del cual deben cursarse todas las operaciones de cambio en divisas extranjeras, y (ii) se establecieron una serie de medidas de control de cambios y restricciones a las transferencias de fondos al exterior. Dichas restricciones se mantuvieron, con modificaciones, siendo flexibilizadas progresivamente a partir de diciembre de 2015 hasta su supresión en agosto de 2016. No obstante, el 1° de septiembre de 2019, en virtud de la


Luis Villarreal
Subdelegado

inestabilidad económica y la significativa devaluación del peso que tuvo lugar en el mes de agosto de 2019, se dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609 del 1° de septiembre de 2019 (el “**Decreto 609**”) que restableció el régimen de control de cambios y las restricciones aplicables para el ingreso y egreso de fondos a través del Mercado Libre de Cambios (el “**MLC**”).

Las restricciones que en un comienzo iban a ser efectivas hasta el 31 de diciembre de 2019, se fijaron de forma permanente a través del el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 91/2019 de fecha 28 de diciembre de 2019 y la Comunicación “A” 6854 del Banco Central de fecha 27 de diciembre de 2019. El Decreto 609 fue reglamentado por el Banco Central a través de la Comunicación “A” 6770, dictada en la misma fecha, que luego fue modificada y complementada por diversas comunicaciones dictadas por el Banco Central. El 5 de diciembre de 2019, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6844 que estableció el texto ordenado de las normas sobre exterior y cambios, el cual ha sido actualizado en diversas oportunidades, encontrándose vigente, a la fecha de este Prospecto, el texto ordenado aprobado por el Banco Central mediante la Comunicación “A” 7953 del 26 de enero de 2023 (conforme fuera enmendada y/o complementada de tiempo en tiempo, las “**Normas sobre Exterior y Cambios**”).

En Argentina sólo se puede acceder al MLC a través de entidades autorizadas para operar en cambios por el Banco Central (las “**Entidades Autorizadas**”). Toda operación de cambio requiere de un contrato con la Entidad Autorizada interviniente, en el que se debe determinar la naturaleza de la transacción subyacente a la operación de cambio. Se debe poner a disposición del Banco Central las copias de dicho contrato y éste podrá analizarlas y requerir información adicional a las Entidades Autorizadas y sus clientes, a los fines de verificar que los fondos obtenidos en moneda extranjera fueron efectivamente destinados para la realización de la transacción subyacente. Los contratos de cambio son considerados como declaraciones juradas.

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en el Decreto 609 y en las Normas sobre Exterior y Cambios se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario establecido a través de la Ley N° 19.539 (y sus modificatorias, el “**Régimen Penal Cambiario**”).

El Régimen Penal Cambiario establece multas de hasta 10 veces el monto de la operación en infracción para la primera infracción, multas de 3 hasta 10 veces el monto de la operación en infracción o prisión de 1 hasta 4 años en caso de primera reincidencia y prisión de 1 hasta 8 años más el monto máximo de la multa en caso de segunda reincidencia. Asimismo, el Régimen Penal Cambiario establece que los directores, representantes legales, mandatarios, gerentes, síndicos o miembros del consejo de vigilancia que participaron en la operación en infracción son solidariamente responsables por las multas correspondientes.

A continuación se detallan las principales restricciones cambiarias de carácter general para cursar pagos al exterior, así como los requisitos específicos de acceso al MLC contempladas actualmente por las Normas de Exterior y Cambios para la cancelación de capital e intereses de deuda financiera y la repatriación de inversiones por parte de no residentes, entre otras cuestiones.

Requisitos de carácter general para el acceso al MLC para cursar pagos al exterior

El punto 3.16 de las Normas sobre Exterior y Cambios detalla los requisitos de carácter general para cursar pagos al exterior (incluyendo canjes o arbitrajes) a través del MLC, los cuales también resultan aplicables a los pagos correspondientes a endeudamientos financieros con el exterior. A continuación, se detallan las principales restricciones.

Régimen Informativo de Anticipo de Operaciones Cambiarias

Conforme lo establecido por el punto 3.16.1 de las Normas de Exterior y Cambios, las entidades deberán remitir al Banco Central, al cierre de cada jornada y con una antelación de dos días hábiles, la

información sobre operaciones que correspondan a egresos por el MLC -incluyendo aquellas a concretarse a través de canjes o arbitrajes-, a realizarse por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$10.000, para cada uno de los tres días hábiles contados a partir del primer día informado. No deberán tenerse en cuenta los accesos para la cancelación de financiaciones de entidades locales por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra.

Declaración Jurada respecto a las Tenencias de Activos Externos líquidos

Según lo previsto por el punto 3.16.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios, a fin de cursar pagos al exterior a través del MLC el cliente debe presentar una declaración jurada en la cual se deje constancia que:

- (i) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras (“CEDEAR”) adquiridos con posterioridad al 21 de julio de 2022 y/o activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al MLC por un monto superior equivalente a US\$100.000; y
- (ii) se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, el cobro de un depósito a plazo o de la venta de cualquier tipo de activo, cuando el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo 2020.

La norma establece que estos requisitos no resultarán de aplicación para los egresos que correspondan a, entre otros supuestos: (i) operaciones propias de la entidad financiera en carácter de cliente, (ii) 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 (iii) 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.

Según lo previsto por la norma, serán considerados activos externos líquidos, entre otros: las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera (por ejemplo, inversiones en títulos públicos externos, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.).

Por su parte, la norma aclara que no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos 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 endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera CEDEARs y/o activos externos líquidos disponibles por un monto superior a US\$100.000, la entidad a través de la cual se curse la operación de cambios también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos:

- (i) fueron utilizados durante la jornada en que solicita acceso al MLC para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC;
- (ii) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;

- (iii) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones 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 días hábiles desde su percepción;
- (iv) 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;
- (v) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en comisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas bajo determinados parámetros establecidos en las Normas de Exterior y Cambios; o
- (vi) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en la venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior, cuando la totalidad de los fondos obtenidos de tales liquidaciones se haya o será utilizado dentro de 10 días en determinadas operaciones previstas por las Normas de Exterior y Cambios

En esta última declaración jurada del cliente deberá dejar constancia del valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día y los montos que asigna a cada una de las situaciones descriptas en los incisos (i) a (vi) que sean aplicables.

Operaciones con títulos valores

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán requerir al cliente la presentación de una declaración jurada en la que (i) conste que en el día en que solicita el acceso al MLC y en los 90 o 180 días corridos anteriores no ha concertado, y (ii) se compromete a no concertar a partir del momento en que requiere el acceso al MLC y por los 90 o 180 días corridos subsiguientes (la duración varía según la ley que rige los valores utilizados para realizar las operaciones: si se realiza con valores negociables sujetos a ley argentina, el plazo es de 90 días, y si está sujeta a ley extranjera, el plazo es de 180 días) (el “**Plazo de Bloqueo**”):

- (a) ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes y no residentes;
- (b) canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos;
- (c) transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior;
- (d) adquisiciones en el país de títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos;
- (e) adquisiciones de CEDEAR;
- (f) adquisiciones de títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; y/o
- (g) la 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, recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

Los requisitos indicados precedentemente no serán de aplicación para los egresos que correspondan a, entre otros supuestos: (i) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y (ii) operaciones comprendidas en el punto 3.13.1.4 de las Normas sobre Exterior y Cambios en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente. Los requisitos y restricciones detallados precedentemente tampoco serán de aplicación en el caso de transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Estado Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector

privado. En ese caso, el cliente deberá comprometerse a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

Adicionalmente, el punto 3.16.3.6(iii) de las Normas sobre Exterior y Cambios establece que el Período de Bloqueo no será aplicable en el caso de ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior, cuyo producido se aplique, dentro de los diez días corridos de realizada la liquidación de la operación, a cualquiera de los destinos indicados a continuación:

- a) pagos al vencimiento de capital o intereses de nuevos endeudamientos financieros con el exterior desembolsados a partir del 2 octubre de 2023 que contemplen como mínimo un año de gracia para el pago de capital;
- b) repatriaciones de capital y rentas asociadas a inversiones directas de no residentes recibidas a partir del 2 octubre de 2023, en la medida que la repatriación se produzca como mínimo un año después de la concreción del aporte de capital;
- c) pagos al vencimiento de capital o intereses de títulos de deuda emitidos a partir del 2 octubre de 2023 con registro público en el país, denominados y suscriptos en moneda extranjera, pagaderos en el país y que contemplen como mínimo dos años de gracia para el pago de capital;
- d) pagos al vencimiento de capital o intereses de deuda financiera con el exterior que no generen desembolsos por tratarse de refinanciamientos de capital y/o intereses de las operaciones detalladas en los puntos a) y c) anteriores, siempre que las refinanciamientos no anticipen el vencimiento de la deuda original; y
- e) pagos al vencimiento de capital o intereses de títulos de deuda emitidos con registro público en el país, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en el país, que no generen desembolsos por ser refinanciamientos de capital y/o intereses de las operaciones detalladas en el punto c) anterior, siempre que las refinanciamientos no anticipen el vencimiento de la deuda original.

La norma referida exige presentar una declaración jurada dejando constancia de que los fondos recibidos por las operaciones detalladas en los puntos a) a c) precedentes fueron aplicados en su totalidad para realizar pagos en el país relacionados con la concreción de inversiones en Argentina.

En línea con lo previsto por el punto 3.16.3.6.(iii) de las Normas sobre Exterior y Cambios, los fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en la liquidación de las operaciones de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera no computarán para el cupo máximo de US\$100.000 para tenencias de activos externos líquidos, en la medida en que los fondos se apliquen a los destinos indicados, dentro del plazo previsto por la norma.

Entrega de Pesos o Activos Locales Líquidos

En caso de que el cliente fuera una persona jurídica, las entidades autorizadas a operar en cambios deberán requerirle al cliente y a los integrantes de su grupo económico la presentación de una declaración jurada en la que conste:

(1) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente, de acuerdo a los criterios establecidos en las normas del Banco Central sobre “*Grandes exposiciones al riesgo de crédito*”; y

(2) que en el día que solicita el acceso al MLC y en los 180 días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales), a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

De acuerdo con lo previsto en el punto 3.16.3.7 de las Normas sobre Exterior y Cambios, lo indicado precedentemente se considerará cumplimentado si:

- i) el cliente presenta una declaración jurada manifestando que en los 180 días corridos anteriores a la fecha de acceso al MLC no ha entregado en el país pesos ni otros activos locales líquidos a ninguna persona humana o jurídica, vinculada o no, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad.
- ii) El cliente presenta una declaración jurada suscripta por cada una de las personas declaradas como controlantes directas o integrantes del grupo económico que hayan recibido fondos o activos locales líquidos manifestando no haber realizado y comprometiéndose a no realizar operaciones de “dolarización” de cartera (listadas en los puntos a) a d) del apartado “-Operaciones con títulos valores”) durante el Plazo de Bloqueo, y dejando constancia de que en los 180 días corridos anteriores a cada fecha de acceso al MLC por el cliente no han entregado pesos y otros activos locales líquidos a sus controlantes directos o a otros integrantes del mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios; o
- iii) el cliente presenta una declaración jurada suscripta por cada persona declarada como controlante directa o integrante del grupo económico, haya o no recibido fondos o activos locales líquidos, manifestando, alternativamente y durante los plazos aplicables:
 - (a) no haber realizado y comprometiéndose a no realizar operaciones de “dolarización” de cartera (listadas en los puntos a) a d) del apartado “—Operaciones con títulos valores”) durante el Plazo de Bloqueo; o
 - (b) en los 180 días corridos anteriores a cada fecha de acceso al MLC no ha recibido pesos u otros activos locales líquidos de la persona que accede al MLC ni de ningún otro integrante del grupo económico fondos o activos locales líquidos de dicha persona, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

Otras disposiciones relevantes aplicables a las operaciones con títulos valores

El 12 de agosto de 2021 el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7340 que estableció que las operaciones de compraventa de títulos valores que se realicen con liquidación en moneda extranjera deberán abonarse (i) mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales; y (ii) contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional. En ningún caso se permite la liquidación de estas operaciones mediante el pago en efectivo (billetes en moneda extranjera) o mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros.

El punto 4.3.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios establece que no podrán vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a entidades depositarias del exterior: (i) aquellas compañías que mantengan pendientes de cancelación financiamientos en pesos previstas por la Comunicación “A” 6937 y las normas del Banco Central sobre “Servicios Financieros en el Marco de la Emergencia Sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (Covid- 19)”, hasta su total cancelación; (ii) compañías beneficiarias del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (“ATP”) aprobados por el Estado Nacional Argentino; (iii) aquellas beneficiarias bajo el “Programa de Incremento Exportador” creado a través del Decreto N° 576/22 publicado en el Boletín Oficial el 5 de septiembre de 2022; (iv) los participantes del “Programa de Incremento Exportador” dirigido a los exportadores de soja y sus derivados; (v) beneficiarios de subsidios al gas natural por red, energía eléctrica o agua potable; (vi) quienes hayan accedido a cualquier plan de regularización de deuda previsional; (vii) beneficiarios del sistema previsional, trabajadores aportantes o cualquier beneficiario de un crédito o financiamiento otorgado por la ANSES (Decretos N° 144/2023 y 463/2023); y (viii) Diputados Nacionales y Senadores, y empleados hasta el rango de Director General y Subdirector General, inclusive, del Congreso de la Nación. A la fecha de este Prospecto, la Emisora no se encuentra


Luis Villarreal
Subdelegado

alcanzada por ninguna de las restricciones previstas por el punto 4.3.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios.

Las Normas de la CNV establecen ciertos límites y requerimientos para determinadas operaciones con títulos valores, en especial aquellos que involucran la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, conforme se detalla a continuación:

Conforme al Artículo 2 del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, el plazo de tenencia en cartera (“*parking*”) para la realización de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera es de un (1) día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables.

Asimismo, el mencionado Artículo prohíbe a los ALyCs cursar y liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, tanto en jurisdicción local como extranjera, aplicable a clientes ordenantes que mantengan posiciones tomadoras de cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. Además, se prohíbe a los agentes otorgar financiamiento a sus clientes para la compra de los valores negociables que serán objeto de las operaciones de venta mencionadas.

Cabe aclarar que las operaciones de: (i) venta de los BOPREAL suscriptos en licitación primaria; (ii) compraventa de valores negociables cuyo valor de mercado no supera a la diferencia entre el valor obtenido por la venta de operaciones con contado con liquidación de los BOPREAL adquiridos en suscripción primaria y su valor nominal con liquidación en moneda y jurisdicción extranjera, no deben observar los plazos mínimos de tenencia previstos en el artículo 2° del Capítulo V del Título XVIII.

Por último, las Normas de la CNV, en el Artículo 6 ter del Capítulo V del Título XVIII limitan la concertación de las operaciones llamadas de “dolarización” (incluyendo las transferencias de valores negociables emitidos por residentes a entidades depositadas del exterior), previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. de las Normas de Exterior y Cambios del BCRA. Asimismo, se fija los montos máximos por los cuales se pueden efectuar las operaciones de “dolarización” en \$200.000.000 diarios para inversores residentes y no residentes.

En todos los casos, los ALyCs deberán informar las operaciones a ser realizadas por sus clientes con cinco días hábiles de anticipación, indicando el tipo de operación, los montos y especies y/o instrumentos involucrados, respecto a todos y cada uno de sus clientes del exterior que no revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por comisiones de valores u otros organismos de control. Además, deberán informar el tipo de operación, los montos y especies y/o instrumentos involucrados respecto de aquellos clientes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por comisiones de valores u otros organismos de control.

A su vez, deberán brindar la misma información respecto de no residentes que sean agentes de valores del exterior: (a) cuando actúen por cuenta de terceros, en todos los casos; (b) cuando actúen por cuenta propia y con fondos propios en caso de que las operaciones superen \$200.000.000 diarios y (c) cuando actúen en calidad de depositarios de acciones de sociedades emisoras locales para dar cumplimiento al pago de dividendos a tenedores –locales argentinos o extranjeros– de certificados de depósito en custodia en el exterior (GDS/ADR/ADS) correspondientes a tales emisoras.

Clientes incluidos en base de facturas o documentos apócrifos de la AFIP

El punto 3.16.4 de las Normas sobre Exterior y Cambios dispone que se requerirá la conformidad del Banco Central para cursar pagos al exterior en el caso de que el cliente sea una persona humana o jurídica que se encuentra incluida en la base de facturas o documentos calificados como apócrifos que lleva la AFIP.

La norma aclara que este requisito no será de aplicación para el acceso al MLC para cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

Inscripción en el registro de información cambiaria de exportadores e importadores

Las personas humanas y jurídicas consideradas sujetos obligados por el Banco Central deberán registrarse en el “Registro de Información Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes”. En caso de no revestir el carácter de sujeto obligado y no estar inscrito en dicho registro, se requerirá la conformidad previa del Banco Central para cursar pagos al exterior.

Este requisito no será de aplicación para el acceso al MLC para cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no reviste el carácter de sujeto obligado y, por ende, no debe inscribirse en el Registro de Información Cambiaria de Exportadores e Importadores de Bienes.

Deuda financiera

Normas aplicables a los endeudamientos financieros con el exterior

Las Normas sobre Exterior y Cambios establecen la obligación de ingreso y liquidación a través del MLC de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1° de septiembre de 2019, como requisito para el posterior acceso al MLC a los efectos de cancelar los servicios de capital e intereses de dichos endeudamientos.

Según lo previsto por el punto 3.5.1 de las Normas sobre Exterior y Cambios, se considerará cumplido el requisito de ingreso y liquidación en los siguientes casos:

- i. los endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1° de septiembre de 2019;
- ii. los endeudamientos originados a partir del 1° de septiembre de 2019 que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original;
- iii. por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas;
- iv. por la diferencia entre el valor efectivo de emisión y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior colocados bajo la par;
- v. por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en las condiciones de endeudamiento;
- vi. por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros dos (2) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían durante los primeros dos (2) 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
- vii. por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5 de febrero de 2021, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: (i) el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que los fondos de la


Luis Villarreal
Subdelegado

colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior. Si no se cumple al menos una de las dos condiciones señaladas, la emisión debe contar con la conformidad previa del Banco Central; (ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los cinco años; (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los tres años de la fecha de emisión; (iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total; y (v) la totalidad de los fondos suscritos en el país ha sido liquidado en el MLC.

- viii. por los endeudamientos con el exterior originados a partir del 1° de septiembre de 2019 en una refinanciación del capital y/o intereses de deudas comerciales con el acreedor del exterior, en la medida que la nueva deuda financiera no anticipe vencimiento respecto de la deuda comercial refinanciada ni implique la realización de pagos antes de la fecha en que el cliente hubiera podido acceder por la deuda comercial en virtud de la normativa aplicable;
- ix. los endeudamientos con el exterior a través de: (1) préstamos otorgados por una vinculada aplicando los fondos directamente a pagos anticipados (punto 7.11.1.3); y (2) títulos de deuda pagaderos en el país o en el exterior si (a) la emisión se concretó después del 21 de septiembre de 2023 y los fondos fueron suscritos en el exterior; (b) tenga un vencimiento mayor a dos años; y (c) los fondos obtenidos se hayan aplicado al pago anticipado dentro de los 120 días de recibidos (punto 7.11.1.5), en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida. También se podrá computar el valor de los fletes que conste en la documentación de transporte asociada al registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que los fondos de las operaciones contempladas en los puntos 7.11.1.2 (préstamo para pagos anticipados de importación de bienes si fue otorgado por (1) entidad financiera del exterior; o (2) entidad financiera local a partir de una línea de crédito de una entidad financiera del exterior), 7.11.1.3 y 7.11.1.5 hayan sido destinados al pago en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones no incluidos en su condición de compra pactada; y
- x. los endeudamientos financieros con el exterior que hayan sido encuadrados en el punto 7.10.2.2.ii de las Normas sobre Exterior y Cambios en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

Por otra parte, para el pago de deudas financieras con el exterior deberá demostrarse, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de Activos y Pasivos Externos” establecido por la Comunicación “A” 6401 del Banco Central (y sus modificatorias y complementarias).

Sujeto al cumplimiento de las obligaciones descriptas en el párrafo anterior, se autoriza el acceso MLC para el pago de los servicios de deudas financieras con el exterior a su vencimiento o con hasta tres días hábiles de anticipación.

Por otra parte, las Normas sobre Exterior y Cambios autorizan a los residentes con endeudamientos financieros con el exterior con acreedores no vinculados y a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar tales endeudamientos, a acceder al MLC para adquirir moneda extranjera para la constitución de garantías por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento sujeto al cumplimiento de 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 cancelación, 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 sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales estableciéndose que sólo se autorizará la constitución de las garantías en cuentas abiertas en el exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019;


Luis Villarreal
Subdelegado

- (c) las garantías acumuladas en moneda extranjera, que podrán ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios;
- (d) el monto diario de acceso no supere el 20% del monto previsto en el punto anterior; y
- (e) el banco hubiera verificado la documentación del financiamiento y pueda confirmar que el acceso se realiza en las condiciones mencionadas. Los fondos en moneda extranjera no utilizados en la cancelación del servicio de deuda comprometido deberán ser liquidados en el MLC dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento del servicio de deuda respectivo.

Asimismo, las Normas sobre Exterior y Cambios autorizan 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 se realice con una anterioridad de no más de cinco (5) días hábiles al plazo admitido en cada caso; (c) el acceso se realice por un monto diario 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 deberán ser liquidados en el MLC dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento del servicio de deuda respectivo.

Normas aplicables a las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y obligaciones en moneda extranjera entre residentes

Las Normas sobre Exterior y Cambios prohíben 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 o de compra;
- (b) la cancelación a partir de su vencimiento de las obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019;
- (c) las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1° de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (b) precedente y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones;
- (d) 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;
- (e) las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a dos años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios;
- (f) las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas 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 antes del 1° de enero de 2023, el monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 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;
- (g) las emisiones que quedaron encuadradas en el punto 7.11.1.5, en la medida que se demuestre en el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida;


Luis Villarreal
Subdelegado

- (h) la cancelación a partir de su vencimiento de obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicas al 20 de agosto de 2019; y
- (i) la cancelación a partir de su vencimiento de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

Excepciones a la obligación de liquidación

Las Normas sobre Exterior y Cambios prevén ciertas excepciones a la obligación de liquidación de fondos en el MLC (no así su ingreso) provenientes de, entre otros orígenes, deuda financiera externa o emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera con registro público en el país, 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 para la liquidación de los fondos en el MLC que resulte ser aplicable;
- (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa vigente permita el acceso al MLC contra moneda local, considerando los límites aplicables;
- (d) si el ingreso de fondos en cuestión correspondiera 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 pre-cancela con la entidad local; y
- (e) la utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Limitaciones para la cancelación de deuda financiera en moneda extranjera – Refinanciación de vencimientos

Según lo establecido por el punto 3.17 de las Normas sobre Exterior y Cambios, a los fines de acceder al MLC para la cancelación de vencimientos de capital que operen entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, derivados de endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con contrapartes no vinculadas y de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera (incluyendo, en ambos casos, los endeudamientos de entidades financieras por operaciones propias y excluyendo los endeudamientos otorgados o garantizados por organismos internacionales y agencias oficiales de crédito).

A la fecha de este Prospecto, el período relevante contemplado por la norma no ha sido prorrogado, por lo que el requisito de presentar el plan de refinanciación para los vencimientos de capital posteriores del 31 de diciembre de 2023 no es aplicable.

Aplicación de cobros de exportaciones a endeudamiento externo

Las Normas sobre Exterior y Cambios admiten la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios al pago de financiamientos y a la repatriación de inversiones directas en proyectos de inversión que generen un aumento en (i) la producción de bienes a ser mayormente colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes; y/o (ii) la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

Los financiamientos deben tener una vida promedio no inferior a un año y haber sido ingresados y liquidados en el mercado libre de cambios a partir del 2 de octubre de 2020. Las repatriaciones sólo estarán permitidas con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución del proyecto de inversión y, como mínimo, un año después del ingreso del aporte de capital en el MLC.

Asimismo, las Normas sobre Exterior y Cambios admiten los siguientes supuestos de aplicación:

- (a) pagos de nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas y suscriptas en moneda extranjera, cuyo capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, siempre que: (i) los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC; y (ii) la vida promedio no sea inferior a un año considerando capital e intereses;
- (b) aportes de capital de inversión directa, cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC; y
- (c) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, en la medida que se verifiquen ciertos requisitos.

Por su parte, el punto 7.11 de las Normas sobre Exterior y Cambios autorizan a aplicar divisas de exportaciones de bienes a la cancelación de financiaciones de importaciones de bienes y/o servicios de fletes otorgadas por: (a) los proveedores; (b) entidades financieras del exterior o agencias de crédito a la exportación del exterior; (c) entidades financieras locales a partir de una línea de crédito de una entidad financiera del exterior; o (d) contrapartes vinculadas al importador siempre que, se cumplan ciertos requisitos y condiciones establecidos por la norma referida.

Acceso al MLC para la constitución de garantías

Las Normas sobre Exterior y Cambios otorgan acceso al MLC para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías en cuentas en moneda extranjera abiertas en entidades financieras locales o en el exterior respecto de ciertas operaciones de endeudamiento financiero externo concertadas a partir del 7 de enero de 2021 siempre que:

- (a) las compras se realicen en forma simultánea con la liquidación de divisas y/o a partir de fondos ingresados a nombre del exportador en una cuenta de corresponsalía en el exterior de una entidad local; y
- (b) las garantías acumuladas en moneda extranjera no superen el equivalente al 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores.

Acceso al MLC para el pago de capital e intereses de títulos de deuda con registro en el exterior y suscriptos parcialmente en el país

Las Normas sobre Exterior y Cambios permiten el acceso al MLC a residentes para la cancelación en el exterior 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 en que se cumplan las siguientes condiciones:

- i) el deudor demuestre al menos una de las siguientes condiciones: (1) ha registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda; o (2) los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior;
- ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los 5 años;
- iii) el primer pago de capital no se registre antes de los 3 años de la fecha de emisión;
- iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total; y
- v) a la fecha de acceso hayan sido liquidados en el MLC la totalidad de los fondos suscriptos en el exterior y en el país.

Precancelación de títulos de deuda con registro en el país y otras financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales


Luis Villarreal
Subdelegado

De acuerdo con lo previsto por el punto 3.6.4.5 de las Normas sobre Exterior y Cambios, se otorga acceso al MLC para la precancelación de capital e intereses de títulos de deuda con registro en el país en forma simultánea con el ingreso de un endeudamiento financiero con el exterior o con la liquidación de un nuevo título de deuda, en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones:

- i) la precancelación sea efectuada de manera simultánea con los fondos liquidados del nuevo endeudamiento o de un nuevo título de deuda local denominado, suscripto y pagadero en moneda extranjera en el país;
- ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento o del nuevo título sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y
- iii) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento o del nuevo título de deuda en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.

Asimismo, se amplía la posibilidad de precancelar otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales de manera simultánea con la liquidación de fondos provenientes no sólo de endeudamientos financieros con el exterior sino también a través de prefinanciación de exportaciones del exterior (siempre que se cumplan los requisitos de vida promedio y monto acumulado de vencimientos de capital establecidos en el punto 3.6.4.2 de las Normas sobre Exterior y Cambios).

Deuda financiera y comercial externa con vinculadas

Según el punto 3.5.6 de las Normas sobre Exterior y Cambios, se establece hasta el 31 de diciembre de 2024 el requisito de conformidad previa del Banco Central para acceder al MLC a fin de cancelar servicios de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, y capital e intereses de deuda financiera con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor. Este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales ni cuando el cliente cuente con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” o una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N°277/2022)” por el equivalente del monto de capital que se abona. A la fecha de este Prospecto, la Emisora no es beneficiaria de ninguno de dichos regímenes especiales.

El punto 3.5.6 de las Normas sobre Exterior y Cambios establece que no será necesaria la conformidad previa del Banco Central para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento del capital de los endeudamientos financieros contraídos con entidades vinculadas del exterior del sector privado no financiero en la medida en que los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes. Repatriación de inversiones.

Según lo previsto por el punto 3.13 de las Normas sobre Exterior y Cambios, el acceso al MLC por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera requerirá la conformidad previa del Banco Central, salvo que se configuren alguna de las excepciones establecidas por las normas.

Conforme lo indicado en “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables – Las restricciones sobre la transferencia de fondos el exterior actualmente afecta la capacidad de los tenedores no residentes de las Obligaciones Negociables de transferir al exterior los fondos provenientes del pago en Argentina de capital o intereses o de la liquidación de su inversión”, los inversores no residentes que deseen adquirir las Obligaciones Negociables no tienen actualmente acceso al MLC para transferir al exterior el equivalente en dólares estadounidenses de las sumas que obtengan en razón del pago en Argentina, tanto en concepto de capital como de intereses, o de la liquidación de las Obligaciones Negociables.

En tanto estas restricciones se mantengan a lo largo del tiempo, los inversores no residentes se verán impedidos de transferir al exterior los fondos provenientes del pago en Argentina de capital o intereses, o de la liquidación de su inversión a través del mercado de cambios.

Pagos de importaciones de bienes y servicios

El 13 de diciembre de 2023 el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7917 (y sus modificatorias y complementarias, la “**Comunicación 7917**”), la cual modificó las reglas relativas al acceso al MLC para el pago de importaciones de bienes y servicios. En este sentido, la Comunicación 7917 eliminó la necesidad de contar con las declaraciones SIRA o SIRASE para el pago de importaciones de bienes y servicios, respectivamente, y de convalidar los pagos a través de la “*Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior*”.

La Comunicación “A” 7917 contempla un tratamiento diferencial para las importaciones de bienes y de servicios que tengan lugar a partir del 13 de diciembre de 2023 respecto de aquellas realizadas con anterioridad a esa fecha, permitiendo el pago de las primeras y, como regla, condicionando el pago de las segundas a la autorización previa del Banco Central.

Asimismo, la Resolución General Conjunta N° 5466/2023 dictada por la AFIP y la Secretaría de Comercio (la “**Resolución 5466**”) dispuso crear el Sistema Estadístico de Importaciones (“**SEDI**”), el que resulta aplicable a los importadores definidos en apartado 1 del artículo 91 del Código Aduanero, mediante el cual los importadores de bienes anticiparán la información relativa a sus destinaciones de importación para consumo. Este sistema sustituye a partir del 27 de diciembre de 2023 al de SIRA/SIRASE, establecido por la Resolución Conjunta General N° 5271, la cual fue derogada. No obstante, la Resolución 5466 aclara que las declaraciones registradas a través del SIRA en estado de “*salida*” o “*cancelado*” al 27 de diciembre de 2023 mantendrán su vigencia, y que del mismo modo quedarán sin efecto aquellas declaraciones SIRASE que a dicha fecha aún no hayan sido aprobadas. A diferencia de lo estipulado bajo el régimen de SIRA/SIRASE, la SEDI no es necesaria para el pago de las importaciones, sino que los requisitos de dichos pagos se rigen por lo dispuesto por la Comunicación “A” 7917.

La Resolución 5466 a su vez estableció el Padrón de Deuda Comercial por Importaciones con Proveedores del Exterior, en el cual deberán inscribirse los sujetos que cuenten con deuda comercial por importaciones de bienes y/o servicios realizadas al 12 de diciembre de 2023 y efectuar la correspondiente declaración jurada. El plazo para registrar la deuda en dicho padrón vence el 10 de enero de 2024. En caso de no registrar la deuda en el padrón, las compañías que tengan stock de deuda comercial acumulado al 12 de diciembre de 2023 no podrán ser beneficiarias de los regímenes específicos que se prevean para la cancelación de dicha deuda, la cual quedará sujeta al análisis de la AFIP y demás autoridades competentes.

Régimen aplicable al pago de importaciones de bienes posteriores al 13 de diciembre de 2023

Como regla, las importaciones de bienes con registro aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 podrán ser canceladas en cuartos (25%) a partir de los 30, 60, 90 y 120 días del respectivo registro de ingreso aduanero. Como excepción, el pago de las siguientes importaciones queda sujeto a plazos diferenciales, sin que sean aplicables las proporciones antes indicadas:

- desde el registro de ingreso aduanero, petróleo, derivados y energía;
- desde los 30 días del registro de ingreso aduanero, productos farmacéuticos e insumos, y fertilizantes, productos fitosanitarios e insumos;
- desde los 180 días del registro de ingreso aduanero, automotores y ciertos bienes relacionados con la industria automotriz.

Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada podrán ser pagados a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso en virtud de los bienes comprendidos.

Los pagos anticipados de importaciones o diferidos en plazos menores a los indicados requerirán la conformidad previa del Banco Central salvo ciertas excepciones, incluidos ciertos supuestos en los que el acceso al MLC se realiza con fondos originados en financiaciones otorgadas por entidades financieras locales, en endeudamientos financieros con el exterior o en aportes de inversión directa, así como en el marco de regímenes de incentivo para exportadores.

Régimen aplicable al pago de importaciones de servicios posteriores al 13 de diciembre de 2023

Como regla, los servicios prestados por no residentes a partir del 13 de diciembre de 2023 podrán ser cancelados a partir de los 30 días de la prestación del respectivo servicio. Como excepción, el pago de los siguientes servicios queda sujeto a plazos diferenciales:

- sin plazo, ciertos servicios vinculados con la salud, viajes y pagos con tarjetas de crédito 2;
- desde los 90 días desde la prestación del servicio, los servicios personales, culturales y recreativos; y
- desde los 180 desde la prestación del servicio, los servicios prestados por vinculadas del exterior (excluyendo los descriptos en los puntos anteriores).

Los pagos de servicios con anterioridad al vencimiento de los respectivos plazos requerirán la conformidad previa del Banco Central salvo ciertas excepciones similares a las previstas para pagos anticipados de bienes.

Endeudamiento comercial preexistente al 13 de diciembre de 2023

Como regla, el pago del endeudamiento comercial existente al 12 de diciembre de 2023, de bienes y de servicios, requerirá la conformidad del BCRA excepto cuando corresponda a operaciones financiadas o garantizadas por entidades financieras locales o del exterior o por organismos internacionales o agencias oficiales de crédito. En consecuencia, el Banco Central virtualmente veda el pago del endeudamiento comercial vigente al 12 de diciembre de 2023.

Sin perjuicio de lo indicado precedentemente, el 22 de diciembre de 2023, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7925 estableciendo las condiciones de suscripción de Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (“BOPREAL”), los cuales, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 72/2023 y la mencionada normativa del BCRA, pueden ser utilizados por los importadores para: (i) regularizar la deuda comercial correspondiente a las importaciones de bienes y servicios pendientes al 12 de diciembre de 2023; y (ii) cancelar ciertas obligaciones impositivas y aduaneras.

En principio, el BOPREAL solo podía ser suscripto por importadores que registren deuda pendiente al 12 de diciembre de 2023, quienes deben cumplir con los siguientes requisitos:

- (i) la deuda pendiente debe calificar como “deuda comercial” correspondiente a importaciones de servicios de acuerdo con lo establecido en las Normas sobre Exterior y Cambios;
- (ii) la deuda relevante se encuentra declarada en la última presentación del “*Relevamiento de Activos y Pasivos Externos*” (Comunicación “A” 6401, sus modificatorias y complementarias, ver el apartado “—*Relevamiento de Activos y Pasivos Externos*”);
- (iii) se cumplen los requisitos generales para acceder al MLC detallados en “—*Restricciones de carácter general para el acceso al MLC para cursar pagos al exterior*”; y
- (iv) el cliente deberá presentar una declaración jurada indicando que la deuda por la cual se solicita la suscripción de BOPREAL está pendiente.


Luis Villarreal
Subdelegado

El 30 de abril de 2024, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7999, los BOPREAL permitiendo la suscripción de BOPREAL para aquellos que cuenten con deudas por dividendos a accionistas extranjeros. En este sentido, podrán suscribir los BOPREAL aquellas sociedades que declaren o hayan declarado dividendos y cumplan con los requisitos generales para acceder al MLC detallados en “—*Restricciones de carácter general para el acceso al MLC para cursar pagos al exterior*”). Luego de la suscripción, las sociedades quedarán imposibilitadas de acceder al MLC para pagar la respectiva deuda, pero pueden realizar el “canje” (es decir, transferir al exterior) de los fondos en moneda extranjera recibidos en la Argentina como pago de intereses y capital de los BOPREAL. Además, la Comunicación establece que no se tendrán en cuenta las ventas de BOPREAL por moneda extranjera o transferencia al exterior a los fines de las declaraciones juradas que se realizan en virtud de lo detallado en “*Operaciones con títulos valores*”, en esta sección.

Los accionistas extranjeros que recibieron dividendos en Argentina, conforme lo previsto en la Comunicación prevé que tienen derecho a suscribir BOPREAL por un monto equivalente a los dividendos recibidos ajustado por inflación según el índice de precios al consumidor (IPC) publicado por el INDEC. Al igual que las sociedades que distribuyen dividendos, los accionistas que suscriben BOPREAL quedan imposibilitados de acceder al MLC para repatriar los fondos correspondientes, pero pueden remitir vía “canje” los fondos en moneda extranjera recibidos en la Argentina como pago de intereses y capital de los BOPREAL. Asimismo, las ventas de BOPREAL por moneda extranjera o su transferencia al exterior no se tendrán en cuenta a los fines de las declaraciones juradas que se realizan en virtud del punto 3.16.3.7 de las Normas de Exterior y Cambios.

El BCRA ofrecerá tres series de BOPREAL cuyos términos y condiciones se detallan en la Comunicación “B” 12695. La suscripción de los bonos se realizará en pesos al tipo de cambio de referencia publicado por el BCRA según la Comunicación “A” 3500 del día anterior a la fecha de suscripción. Los importadores deberán suscribir BOPREAL a través de entidades financieras que emitirán un “boleto técnico” por el monto de BOPREAL efectivamente suscripto.

La suscripción de BOPREAL está sujeta al impuesto PAIS. Hasta el 31 de enero de 2024, la alícuota fue del 0%, mientras que a partir del 1° de febrero de 2024, se aplicará la alícuota correspondiente a las importaciones de servicios.

La Serie 1 de BOPREAL fue ofrecida por el BCRA desde el 26 de diciembre de 2023 hasta el 31 de enero de 2024, completándose tras la última rueda de licitación el monto máximo de US\$5.000 millones. La Serie 2 de BOPREAL fue ofrecida por el BCRA desde el 8 de febrero de 2024 hasta el 6 de marzo de 2024, completándose tras la tercera rueda de licitación el monto máximo de US\$2.000 millones. La participación en las licitaciones deberá canalizarse a través de las entidades financieras que serán responsables de verificar el cumplimiento de los requisitos de elegibilidad para la suscripción de BOPREAL.

La Serie 3 de BOPREAL se encuentra en proceso licitatorio por el monto máximo de US\$3.000 millones, que devengarán una tasa de interés del 3% y serán amortizadas en 3 cuotas trimestrales consecutivas, la primera de ellas en noviembre de 2025.

Según la Comunicación “A” 7925 (y sus modificatorias y complementarias), los BOPREAL se puede utilizar como mecanismo para cancelar la deuda comercial pendiente por importaciones de bienes y servicios, según se detalla a continuación:

- (i) acceso al MLC por un monto de hasta el 5% del monto total de BOPREAL Serie 1 suscripto por el importador, en la medida en que dichos bonos se suscriban antes del 31 de enero de 2024 y el monto total de BOPREAL suscripto sea igual o superior al 50% de la deuda pendiente total del importador;


Luis Villarreal
Subdelegado

- (ii) canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y derivados de pagos de capital e intereses bajo de cualquier serie de BOPREAL (es decir, los montos pagados por el BCRA bajo el BOPREAL estarán disponibles libremente para ser transferidos al extranjero);
- (iii) pago en especie de la deuda pendiente mediante la entrega al proveedor del exterior (incluyendo afiliadas) que corresponda de cualquier serie de BOPREAL;
- (iv) operaciones de contado con liquidación realizadas con BOPREAL de cualquier serie a partir del 1 de abril de 2024 (en este caso, la operación de contado con liquidación no activará el Plazo de Bloqueo, en la medida en que la transacción relevante se realice hasta un monto igual a la diferencia entre el valor nominal de BOPREAL originalmente suscripto por la Emisora y el valor de mercado obtenido para la liquidación de la operación de contado con liquidación en el extranjero). Estas operaciones podrán liquidarse contra dólar cable sobre una cuenta de terceros en el exterior, en la medida que los títulos hayan sido adquiridos por el vendedor en una suscripción primaria y las cuentas a acreditarse no se encuentran radicadas en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del GAFI. Asimismo, dicho beneficio se extiende a aquellas operaciones de liquidación contra cable que se realicen a partir del 1 de abril de 2024 con otros títulos valores (distintos a los BOPREAL), a fin de cubrir la diferencia no saldada con la negociación de los BOPREAL en el mercado secundario;
- (v) acceso al MLC por un monto de hasta el 10% del monto total de BOPREAL Serie 1 suscripto por el importador en la medida que dicho monto represente el 50% o más de su deuda, en caso de que, en forma simultánea, alternativamente: (a) liquiden, por igual monto, cobros de exportaciones de bienes que hubieran correspondido ingresar a partir del 1 de marzo de 2025, o (b) liquiden, por igual monto, cobros anticipados de exportaciones de bienes que serán cancelados con embarques cuyos cobros hubiera correspondido ingresar a partir del 1 de marzo de 2025, por hasta el 10% del total de los anticipos; y
- (vi) acceso al MLC para aquellos importadores que suscriban BOPREAL Serie 1 por un monto igual o mayor al 25% de su deuda, por hasta el 50% de los cobros anticipados de exportaciones de bienes que liquiden en forma simultánea, correspondientes a embarques cuyos cobros hubiera correspondido ingresar a partir del 1 de marzo de 2025, por hasta el 10% del total de los anticipos.

Además, de acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 72/2023 y la Resolución General Conjunta N° 5469/2023, las sub-series A, B y C de la Serie 1 de BOPREAL pueden darse en pago para la cancelación de ciertas obligaciones impositivas y aduaneras, con las siguientes excepciones: (i) aportes y contribuciones destinadas al Régimen de la Seguridad Social; (ii) contribuciones destinadas al Régimen de Obras Sociales; (iii) cuotas correspondientes al seguro de vida obligatorio; (iv) cuotas con destino a las aseguradoras de riesgos del trabajo; (v) impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y otras operatorias; y (vi) obligaciones derivadas de la responsabilidad sustituta o solidaria por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención y percepción.

Según la Resolución N° 5469/2023 de la AFIP, la aplicación de la Serie 1 del BOPREAL para cancelar obligaciones impositivas y aduaneras está sujeta a ciertos límites (US\$1 mil millones con la clase A, US\$1 mil millones con la clase B y US\$1.5 mil millones con la clase C), mientras que el tipo de cambio aplicable para determinar el monto pagado con BOPREAL será el mayor entre el tipo de cambio promedio establecido por la Comunicación “A” 3500 del BCRA y el tipo de cambio implícito que resulte de una operación de contado con liquidación de ciertos bonos soberanos.

Relevamiento de activos y pasivos externos

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, terrenos e inmuebles.

Todas las personas jurídicas o humanas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán declarar el Relevamiento de Activos y Pasivos. Aquellos declarantes para los cuales el saldo de activos y pasivos externos a fin de cada año alcance o supere el equivalente a los US\$50 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.

Los plazos máximos para la declaración son de: (i) 45 días corridos desde el cierre del trimestre calendario de referencia, para las declaraciones trimestrales; y (ii) 180 días corridos desde el cierre del año calendario de referencia, para las presentaciones anuales. La fecha exacta de vencimiento varía según el número de CUIT del declarante según lo previsto por la Comunicación “B” 12006.

Otras regulaciones relevantes en materia cambiaria

Programa de Incremento Exportador – Ingreso y liquidación del contravalor de exportaciones

El 12 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 28/2023 que estableció de forma permanente lo dispuesto por el Decreto N° 549/2023 (y sus modificatorias y complementarias), en el cual se establece que el 80% del contravalor de las exportaciones de: (i) servicios prestados a no residentes en el país, cuya utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior; y (ii) las mercaderías comprendidas en la nomenclatura común del Mercosur, anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones de exportaciones, deberá ingresarse y liquidarse a través del MLC. El 20% restante se podrá ingresar al país mediante operaciones de compraventa de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local -esto incluye operaciones de contado con liquidación de ingreso u operaciones de dólar MEP-. A la fecha de este Prospecto dicha regulación no fue nuevamente prorrogada, por lo que al día de la fecha no se encuentra vigente.

Pagos a No Residentes de Garantías Financieras

El 30 de septiembre de 2021 el Banco Central emitió la Comunicación “A” 7374 que estableció que las entidades financieras locales podrán acceder al MLC a fin de realizar pagos a no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1° de octubre de 2021, en la medida que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) el otorgamiento de la garantía haya sido un requisito para la concreción de un contrato de obras provisión de bienes y/o servicios que implicaba, en forma directa o indirecta, la realización de exportaciones de bienes y/o servicios de residentes argentinos;
- (ii) la garantía se emite por pedido del residente que proporcionará los bienes o servicios y está asociada al cumplimiento de los contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por su parte o por una empresa no residente bajo su control que tendrá a su cargo la ejecución del contrato;
- (iii) la contraparte del mencionado contrato es un no residente no vinculado con el residente que exportará los bienes y/o servicios;
- (iv) el beneficiario del pago es la contraparte no residente o una entidad financiera del exterior que haya otorgado garantías por el fiel cumplimiento de contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por parte del exportador o una empresa no residente que controla;

- (v) el monto de la garantía que otorga la entidad financiera local no supera el valor de las exportaciones de bienes y/o servicios que realizará el residente a partir de la ejecución del contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios; y
- (vi) el plazo de vigencia de la garantía no excede los 180 días corridos de la fecha de embarque de bienes locales o finalización de la prestación de servicios, relacionados con el contrato objeto de la garantía.

Lo dispuesto por la Comunicación “A” 7374 se encuentra actualmente reflejado en el punto 3.20 de las Normas sobre Exterior y Cambios.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos

Conforme al punto 3.8 de las Normas sobre Exterior y Cambios, las personas humanas residentes pueden acceder al MLC para la formación de activos externos, la remisión de ayuda familiar y para la operatoria con derivados, sin la conformidad previa del Banco Central, en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

- (i) el cliente no supera, en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados, el equivalente a US\$ 200, neto de las deducciones que corresponda aplicar por ciertas operaciones enumeradas en las Normas sobre Exterior y Cambios (por ejemplo, la compra de moneda extranjera para ser aplicada simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con créditos hipotecarios, los retiros de efectivo o consumos con tarjetas de débito realizados en el exterior con débito en cuentas locales en pesos del cliente);
- (ii) la operación se cursa con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a US\$ 100 en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados;
- (iii) el cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente;
- (iv) el cliente se compromete a no concertar en el país operaciones de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes;
- (v) el cliente no registre financiaciones pendientes de cancelación que correspondan a refinanciaciones previstas en las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)” o en las Comunicaciones “A” 6937 y “A” 7006 del Banco Central, “Créditos a Tasa Cero”, “Créditos a Tasa Cero 2021”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”;
- (vi) el cliente no es beneficiario en materia de actualización del valor de la cuota en el marco de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias;
- (vii) el cliente no reviste el carácter de funcionario público nacional a partir del rango de Subsecretario de Estado (o rango equivalente) ni es miembro de los directorios de los bancos públicos nacionales o del Banco Central;
- (viii) el cliente no se encuentra alcanzado por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y el Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020;
- (ix) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que consta que el cliente cumple con los requisitos mencionados precedentemente; y
- (x) la entidad ha constatado en el sistema “online” implementado a tal efecto que lo declarado por el cliente resulta compatible con los datos existentes en el Banco Central.

A través de la Comunicación “A” 7606 de fecha 15 de septiembre de 2022, el Banco Central dispuso que aquellas personas que sean beneficiarias de subsidios otorgados en el marco de la prestación de ciertos servicios públicos (suministro de gas natural por red, energía eléctrica y/o agua potable) no podrán acceder al MLC para realizar compras de moneda extranjera para la formación de activos


Luis Villarreal
Subdelegado

externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones de derivados.

Operatoria con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes

La Comunicación “A” 7551 de fecha 21 de julio de 2022 dispuso que las entidades autorizadas para operar en cambios podrán recibir billetes en moneda extranjera de turistas no residentes para comprar títulos valores con liquidación en moneda extranjera y posteriormente venderlos con liquidación en pesos, por cuenta y orden de ellos.

Para realizar estas operaciones, la entidad interviniente deberá contar con una declaración jurada en la que conste la condición de turista no residente del cliente y que éste, en los últimos 30 días corridos, no haya realizado operaciones por más de US\$5.000.

Carga Tributaria

El siguiente es un resumen de las principales consecuencias tributarias en Argentina derivadas de la adquisición, titularidad y enajenación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas por la Emisora bajo el Programa y se basa en las leyes impositivas de Argentina y sus reglamentaciones, según se encuentran en vigencia en la fecha de este Prospecto, y están sujetas a cualquier modificación posterior de las leyes y reglamentaciones argentinas que entren en vigencia después de dicha fecha.

Si bien se considera que este resumen constituye una interpretación adecuada de las leyes vigentes a la fecha de este Prospecto, no puede garantizarse que los tribunales o las autoridades fiscales a cargo de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación. Cabe destacar asimismo que las leyes impositivas argentinas han sido objeto de muchas modificaciones en el pasado y que dichas leyes pueden estar sujetas a reordenamientos, revocación de exenciones, restablecimiento de impuestos y otras modificaciones que reduzcan o eliminen el retorno de la inversión.

Beneficios impositivos: requisitos.

Colocación mediante oferta pública. Valor mínimo de suscripción

De acuerdo a lo establecido por las Normas de la CNV, los principales requisitos para la colocación primaria de valores negociables por oferta pública son los siguientes:

- (i) los emisores deberán confeccionar un prospecto, o suplemento de prospecto, según corresponda, en el que se detallen los esfuerzos de colocación, los que deberán acreditarse ante las autoridades correspondientes, si así fuera requerido. La autorización de la CNV para la oferta pública de las obligaciones negociables no será suficiente para que la Emisora sea beneficiaria de los beneficios fiscales;
- (ii) los emisores podrán celebrar con los agentes que intervendrán en la oferta un contrato de colocación. En ese caso, sólo los agentes registrados ante la CNV a tales efectos podrán celebrar un contrato de colocación con el emisor. El requisito de oferta pública previsto por la Ley de Mercado de Capitales se considerará cumplido, siempre y cuando el agente registrado coloque los valores negociables autorizados para su oferta pública y utilice el procedimiento de colocación primaria para la venta de valores negociables, de acuerdo a lo previsto en el contrato de colocación. El agente deberá acreditar a la entidad emisora, la colocación primaria de los valores negociables mediante subasta o licitación pública o formación de libro (*book building*), según sea el caso, y la emisora deberá conservar dicha documentación para la procedencia de los beneficios impositivos previstos legalmente. Los derechos creditorios representativos del mutuo otorgado a la emisora que celebró el contrato de suscripción previa a la autorización de oferta pública, no pueden ser objeto de negociación secundaria en mercado alguno; y

- (iii) publicación de la versión definitiva del prospecto y de cualquier documento complementario requerido por las Normas de la CNV, según el tipo de valor negociable de que se trate, al menos tres (3) días hábiles bursátiles previos al inicio de la subasta o licitación, que deberá contener, al menos la siguiente información: (a) tipo de instrumento; (b) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (c) unidad mínima de negociación del instrumento, precio (aclarando si es un precio fijo o un rango sujeto con un mínimo y un máximo) y múltiplos; (d) fecha de vencimiento; (e) amortización; (f) forma de negociación; (g) comisión de negociación primaria; (h) información sobre las fechas y horarios para la recepción de las ofertas o manifestaciones de interés (según corresponda) y para retirar las ofertas o manifestaciones de interés, de corresponder; (i) definición de las variables que podrán incluir precio, tasa de interés, rendimiento u otras variables, y la forma de adjudicación; (j) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación que intervendrán en la oferta; (k) método de colocación que podrá ser, a elección del emisor, mediante subasta o licitación pública o por formación de libro (*book building*); y (l) el prospecto y los documentos complementarios deberán publicarse en la AIF de la CNV, en la página web institucional de los mercados donde se listen o negocien los valores negociables, y en la página web institucional del emisor.

De acuerdo al artículo 5, Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, las emisiones de obligaciones negociables deberán prever un monto mínimo de suscripción que no deberá superar los pesos veinte mil (\$20.000) o su equivalente en otras monedas, salvo que sea de aplicación el régimen previsto por el Banco Central (Comunicación “A” 3046, modificatorias y complementarias) o que esté dirigida a inversores calificados.

Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables

Según se describe más adelante, el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019, la “**Ley de Impuesto a las Ganancias**”) establecen ciertos beneficios impositivos para las obligaciones negociables siempre que se cumplan las siguientes condiciones y obligaciones, establecidas por el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables:

- (i) las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- (ii) que la emisora garantice la aplicación de los fondos a obtener mediante la colocación de las obligaciones negociables, 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 del 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 a través del prospecto; y
- (iii) la emisora deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones que ésta determine, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables

El artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que la entidad emisora podrá deducir en el impuesto a las ganancias en cada ejercicio la totalidad de intereses y actualizaciones devengados por la obtención de los fondos provenientes de la colocación de las obligaciones negociables que cuenten con autorización de la CNV para su oferta pública. Asimismo, serán deducibles los gastos y descuentos de emisión y colocación. La CNV declarará inaplicable este beneficio impositivo a toda solicitud de oferta pública de obligaciones negociables, que por el efecto combinado entre sus descuentos de emisión

y tasa de interés a pagar represente para la entidad emisora un costo financiero desproporcionado con relación al prevaleciente en el mercado para riesgos y plazos similares.

Asimismo, el artículo 51, Sección V, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV establece que dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha de suscripción de cada clase o serie, las emisoras deberán presentar ante la CNV la documentación allí indicada, incluyendo un informe de contador público independiente en relación con lo dispuesto por el artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables. También de conformidad con el artículo 52, Sección V, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV, en caso de que las emisoras presenten la documentación antes referida con posterioridad a la colocación de la clase o serie, la CNV se pronunciará respecto de la exención del artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables dentro de los cinco días de recibida la totalidad de dicha documentación. No habiendo pronunciamiento expreso en contrario, o no habiéndose requerido información adicional a la emisora en ese plazo, se presumirá aplicable el beneficio fiscal.

Incumplimiento requisitos: artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables

De acuerdo al artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, cuando la emisora no cumpla con las condiciones u obligaciones previstas en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, y sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder de acuerdo con la Ley N° 11.683 (t.o. 1998, sus modificatorias y complementarias), decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en la Ley de Obligaciones Negociables y la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubieran correspondido al inversor. En tal caso, la emisora debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del impuesto a las ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias.

(I) Tratamiento aplicable a los intereses derivados de la colocación de las Obligaciones Negociables

A) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el artículo 36 bis, apartado 4 de la Ley 23.576 quedan exentos del impuesto a las ganancias los intereses, actualizaciones y ajustes de capital de las obligaciones negociables en la medida en que se hayan cumplido las condiciones previstas por el artículo 36 de dicha ley. La exención se encuentra en vigor tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

B) Personas humanas y entidades residentes del exterior a los fines fiscales

Los intereses obtenidos por una persona humana o entidad residente del exterior a los fines fiscales (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encontrarán exentas del impuesto a las ganancias en tanto se encuentren cumplidas las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y, siempre que el Beneficiario del Exterior no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, de acuerdo a las previsiones del artículo 36 bis, apartado 3 de la Ley 23.576. La exención se encuentra vigente tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Asimismo, el artículo 26, inciso u de la Ley de Impuesto a las Ganancias prevé que se encuentran exentos del impuesto a las ganancias los rendimientos que reciban las personas humanas y entidades residentes del exterior a los fines fiscales provenientes de obligaciones negociables en la medida que sean colocados por oferta pública y no resida en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

En relación a esta exención se establece que 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 (de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales).

Si el beneficiario extranjero es residente en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provienen de una jurisdicción no cooperante, los ingresos por el pago de intereses de las obligaciones negociables estarán sujetos a una retención en concepto de Impuesto a las Ganancias a una tasa efectiva del 15,05% o del 35%. Estas tasas efectivas son el resultado de aplicar la alícuota del 35% sobre (i) el 43% de la base neta presunta de los montos pagados, lo que daría una tasa efectiva del 15,05%, cuando la emisora es una sociedad argentina y el tenedor es una entidad financiera o bancaria no residente bajo la supervisión del banco central o del organismo equivalente que corresponda, que (a) está domiciliada en una jurisdicción que no se la considera de baja o nula tributación; o (b) en el caso de jurisdicciones que han suscripto acuerdos de intercambio de información con Argentina y que, adicionalmente, bajo sus normas internas no pueden aludir secreto bancario o bursátil ante el requerimiento de la agencia tributaria correspondiente; o (ii) el 100% de la base neta presunta, lo que daría una tasa efectiva del 35%, en caso que no se cumplan las condiciones del punto (i).

C) Sujetos que deban practicar ajuste por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias

De acuerdo con el artículo 4 del Decreto 1076/1992 la exención prevista por el apartado 4 del artículo 36 bis no resulta aplicable para los sujetos que deban practicar ajuste por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las sociedades anónimas –incluidas las sociedades anónimas unipersonales, las sociedades en comandita por acciones, las sociedades por acciones simplificadas del título III de la Ley N° 27.349, las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple, las asociaciones civiles y fundaciones, las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1° de la Ley N° 22.016, los fideicomisos constituidos conforme las disposiciones de la Ley N° 24.441 -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 de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del impuesto a las ganancias (los “**Sujetos Excluidos**”).

En consecuencia, los intereses se encuentran gravados a la alícuota del Impuesto a las Ganancias corporativo actualmente en vigencia para estas entidades residentes, la cual varía del 25% al 35% dependiendo de las ganancias netas imponibles. Para el 2023, la tasa máxima del 35% aplica por ganancias que excedan los \$143.012.092,08 millones por ejercicio.

(II) Ganancia de capital

A) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

De acuerdo con el artículo 36 bis, apartado 3 de la Ley N° 23.576 quedan exentos del impuesto a las ganancias los resultados provenientes de la compra-venta, cambio, permuta, conversión y disposición de obligaciones negociables en la medida en que se hayan cumplido las condiciones previstas por el


Luis Villarreal
Subdelegado

artículo 36 de dicha ley. La exención se encuentra vigente tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Asimismo, de conformidad con el último párrafo del artículo 26, inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias -modificado por la Ley de Solidaridad - se encuentran exentos del impuesto los resultados que obtengan las personas humanas y sucesiones indivisas provenientes de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley del Impuesto a las Ganancias. Este beneficio sólo resultará de aplicación en la medida en que las operaciones hubieren sido efectuadas en mercados autorizados por ese organismo bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas; y/o sean efectuadas a través de una oferta pública de adquisición y/o canje autorizados por la CNV.

Respecto las obligaciones negociables que no estuvieran exentas bajo las prescripciones anteriores, de acuerdo con el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina se encuentran gravados por el impuesto a las ganancias a la alícuota del 5% (en el caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste), o 15% (en el caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en la Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en la Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

La ley del impuesto establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. En el caso de personas físicas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase.

B) Beneficiarios del exterior

De acuerdo con el artículo 36 bis, apartado 3 de la Ley N° 23.576 quedan exentos del impuesto a las ganancias los resultados provenientes de la compra-venta, cambio, permuta, conversión y disposición de obligaciones negociables en la medida en que se hayan cumplido las condiciones previstas por el artículo 36 de dicha ley. La exención se encuentra vigente tras la restitución de su vigencia a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad, modificatoria del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

La Ley de Impuesto a las Ganancias también establece que las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las obligaciones negociables, que fueran obtenidas por los Beneficiarios del Exterior, se encuentran exentas del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 en la medida en que se trate de obligaciones negociables que cumplan con las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes.

Cuando los tenedores de las obligaciones negociables sean Beneficiarios del Exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley de Procedimiento


Luis Villarreal
Subdelegado

Tributario N° 11.683 que subordinan 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.

Cuando se trate de una enajenación de obligaciones negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta, resultarán aplicables las disposiciones contenidas en el inciso h) y en el segundo párrafo del artículo 104 de la Ley del impuesto a las ganancias, y la alícuota establecida en el artículo 98 de la ley del gravamen (i.e., 5% en caso de títulos en moneda nacional sin cláusula de ajuste o 15% en caso de títulos en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

El inciso h) del artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que el 90% de las sumas pagadas a los tenedores no argentinos se presumen ganancia neta de fuente argentina. Por su parte, de conformidad con el segundo párrafo del artículo 104 de la Ley del impuesto a las ganancias, los Beneficiarios del Exterior podrán optar, para la determinación de la ganancia neta sujeta a retención, entre la presunción dispuesta precedentemente o la suma que resulte de deducir del beneficio bruto pagado o acreditado, los gastos realizados en el país necesarios para su obtención, mantenimiento y conservación, así como también las deducciones que la Ley del impuesto a las ganancias admite, y que hayan sido reconocidas expresamente por la Administración Federal de Ingresos Públicos.

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 del beneficiario 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 artículo 252 del Decreto N° 862/2019 y Resolución General (AFIP) 4227/2018 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.

Asimismo, de conformidad con el artículo 250 del Decreto N° 862/2019, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, a la ganancia obtenida por un Beneficiario del Exterior que resida en jurisdicciones no cooperantes o cuando los fondos utilizados para la inversión provengan de jurisdicciones no cooperantes derivada de la compraventa, cambio, permuta, o disposición de las obligaciones negociables.

C) Sujetos que deban practicar ajuste por inflación de conformidad con el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias

Los Sujetos Excluidos están sujetos al impuesto a las ganancias por los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables a la alícuota actualmente en vigencia para estas entidades residentes, la cual varía del 25% al 35% dependiendo de las ganancias netas imponibles. Para el 2023, la tasa máxima del 35% aplica por ganancias que excedan los \$143.012.092,08 millones por ejercicio.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por los Sujetos Excluidos se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. Con respecto a las adquisiciones o inversiones realizadas a partir del 1 de enero del 2018, el costo de adquisición podrá ser actualizado utilizando el índice de Precios al Consumidor Nivel General.

(III) Definición de Jurisdicciones No Cooperantes.


Luis Villarreal
Subdelegado

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” a 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.

De acuerdo con el Decreto 862/2019, artículo 24 , sustituido por el Decreto 48/2022 as siguientes jurisdicciones son consideradas como “no cooperantes”: 1. Brecqhou; 2. Burkina Faso; 3. Estado de Eritrea; 4. Estado de la Ciudad del Vaticano; 5. Estado de Libia; 6. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea; 7. Estado Plurinacional de Bolivia; 8. Isla Ascensión; 9. Isla de Sark; 10. Isla Santa Elena; 11. Islas Salomón; 12. Los Estados Federados de Micronesia; 13. Reino de Bután; 14. Reino de Camboya; 15. Reino de Lesoto; 16. Reino de Tonga; 17. República Kirguisa; 18. República Árabe de Egipto; 19. República Árabe Siria; 20. República Argelina Democrática y Popular; 21. República Centroafricana; 22. República Cooperativa de Guyana; 23. República de Angola; 24. República de Bielorrusia; 25. República de Burundí; 26. República de Costa de Marfil; 27. República de Cuba; 28. República de Filipinas; 29. República de Fiyi; 30. República de Gambia; 31. República de Guinea; 32. República de Guinea Ecuatorial; 33. República de Guinea-Bisáu; 34. República de Haití; 35. República de Honduras; 36. República de Irak; 37. República de Kiribati; 38. República de la Unión de Myanmar; 39. República de Madagascar; 40. República de Malauí; 41. República de Malí; 42. República de Mozambique; 43. República de Nicaragua; 44. República de Palaos; 45. República de Ruanda; 46. República de Sierra Leona; 47. República de Sudán del Sur; 48. República de Surinam; 49. República de Tayikistán; 50. República de Trinidad y Tobago; 51. República de Uzbekistán; 52. República de Yemen; 53. República de Yibuti; 54. República de Zambia; 55. República de Zimbabue; 56. República del Chad; 57. República del Níger; 58. República del Sudán; 59. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; 60. República Democrática de Timor Oriental; 61. República del Congo; 62. República Democrática del Congo; 63. República Democrática Federal de Etiopía; 64. República Democrática Popular Lao; 65. República Democrática Socialista de Sri Lanka; 66. República Federal de Somalia; 67. República Federal Democrática de Nepal; 68. República Gabonesa; 69. República Islámica de Afganistán; 70. República Islámica de Irán; 71. República Popular de Bangladés; 72. República Popular de Benín; 73. República Popular Democrática de Corea; 74. República Socialista de Vietnam; 75. República Togolesa; 76. República Unida de Tanzania; 77. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; 78. Tristán da Cunha; 79. Tuvalu; y 80. Unión de las Comoras.

Por su parte, conforme la modificación introducida por el Decreto N° 48/2023, aplicable para los ejercicios que inicien a partir del 27 de enero de 2023, el artículo 24 establece que las siguientes jurisdicciones son consideradas como “no cooperantes”, situación aplicable: 1. Brecqhou; 2. Burkina Faso; 3. Estado de Eritrea; 4. Estado de la Ciudad del Vaticano; 5. Estado de Libia; 6. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea; 7. Estado Plurinacional de Bolivia; 8. Isla Ascensión; 9. Isla de Sark; 10. Isla Santa Elena; 11. Islas Salomón; 12. Los Estados Federados de Micronesia; 13. Reino de Bután; 14. Reino de Camboya; 15. Reino de Lesoto; 16. Reino de Tonga; 17. República Kirguisa; 18. República Árabe de Egipto; 19. República Árabe Siria; 20. República Argelina Democrática y Popular; 21. República Centroafricana; 22. República Cooperativa de Guyana; 23. República de Angola; 24. República de Bielorrusia; 25. República de Burundí; 26. República de Costa de Marfil; 27. República de Cuba; 28. República de Filipinas; 29. República de Fiyi; 30. República de Gambia; 31. República de Guinea; 32. República de Guinea Ecuatorial; 33. República de Guinea-Bisáu; 34. República de Haití; 35. República de Honduras; 36. República de Irak; 37. República de Kiribati; 38. República de la Unión de Myanmar; 39. República de Madagascar; 40. República de Malauí; 41. República de Malí; 42. República de Mozambique; 43. República de Nicaragua; 44. República de Palaos; 45. República de Ruanda; 46. República de Sierra Leona; 47. República de Sudán del Sur; 48. República de Surinam; 49. República de Tayikistán; 50. República de Trinidad y Tobago; 51. República de Uzbekistán; 52.

República de Yemen; 53. República de Yibuti; 54. República de Zambia; 55. República de Zimbabue; 56. República del Chad; 57. República del Níger; 58. República del Sudán; 59. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; 60. República Democrática de Timor Oriental; 61. República del Congo; 62. República Democrática del Congo; 63. República Democrática Federal de Etiopía; 64. República Democrática Popular Lao; 65. República Democrática Socialista de Sri Lanka; 66. República Federal de Somalia; 67. República Federal Democrática de Nepal; 68. República Gabonesa; 69. República Islámica de Afganistán; 70. República Islámica de Irán; 71. República Popular de Bangladés; 72. República Popular de Benín; 73. República Popular Democrática de Corea; 74. República Socialista de Vietnam; 75. República Togolesa; 76. República Unida de Tanzania; 77. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; 78. Tristán da Cunha; 79. Tuvalu; 80. Unión de las Comoras.

Impuesto al Valor Agregado

De acuerdo a lo dispuesto por el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del impuesto al valor agregado en la medida que las obligaciones negociables se emitan en cumplimiento de las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables antes descriptas. Esta exención se extenderá también a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la ley del impuesto al valor agregado, la transferencia de los títulos no está gravada por dicho impuesto aun si no se cumplen las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Impuesto sobre los Bienes Personales

Las personas físicas residentes en la Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en el país y en el exterior-, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales (“IBP”) situados en el país y en el exterior (tales como las obligaciones negociables emitidas en moneda extranjera o en moneda nacional que no cumpla con los requisitos establecidos por la Ley 23.576) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año.

En el caso de personas físicas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, el IBP recae sobre los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año cuyo valor en conjunto supere \$11.282.141,08 (aplicable para el período fiscal 2022).

En caso de que el valor en conjunto de los bienes existentes al 31 de diciembre exceda la suma mencionada en el párrafo anterior, el IBP aplicará exclusivamente sobre los montos que excedan dicha suma, calculándose el impuesto de la siguiente manera:

- (i) en los casos en que el valor de los activos supere \$11.282.141,08 (mínimo no imponible) y en la suma que el valor de los activos exceda el mínimo no imponible y hasta el importe de \$5.641.070,54 inclusive, se abonará un impuesto igual al 0,5% calculado sobre el valor del activo en exceso;
- (ii) en los casos que el valor del activo supere el mínimo no imponible y el valor de los activos en exceso sea de entre \$5.641.070,54 y \$12.222.319,51 inclusive, se abonará un monto fijo de impuesto de \$28.205,35 más un monto igual al 0,75% sobre el valor del activo en exceso de \$5.641.070,54;
- (iii) para los casos en los que el valor del activo supere el mínimo no imponible y el valor de los activos en exceso sea entre \$12.222.319,51 y a \$33.846.423,25 inclusive, se abonará un monto fijo de \$77.564,72 más el 1,00% sobre el valor en exceso de \$12.222.319,51;

- (iv) para los casos en los que el valor del activo supere el mínimo no imponible y el valor de los activos en exceso sea entre \$33.846.423,25 y \$188.035.684,71 inclusive, se abonará un monto fijo de \$293.802,76 más el 1,25% sobre el valor en exceso de \$33.846.423,25;
- (v) para los casos en los que el valor del activo supere el mínimo no imponible y el valor de los activos en exceso sea entre \$188.035.684,71 y \$564.107.054,14 inclusive, se abonará un monto fijo de \$2.221.171,53 más el 1,5% sobre el valor en exceso de \$188.035.684,71; y
- (vi) para los casos en los que el valor del activo supere el mínimo no imponible y el valor de los activos en exceso supere \$564.107.054,14 se abonará un importe fijo de \$7.862.242,07 más el 1,75% sobre el valor en exceso de \$564.107.054,14.

El impuesto se aplica sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables al 31 de diciembre de cada año calendario.

Rige un mecanismo anual y automático de actualización del mínimo no imponible y de los tramos de la escala de alícuotas según el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Instituto de Estadísticas y Censos de la Nación.

En cuanto a las personas físicas domiciliadas 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 0,5%. No corresponde ingresar el impuesto cuando su importe resulte igual o inferior a \$250.

Si bien las obligaciones negociables en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (Artículos aplicables de la Ley N° 23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” establecido en el párrafo primero del artículo 26 de la ley de IBP (una persona domiciliada o residente en el país que tenga la tenencia, custodia, depósito o disposición de bienes) no se aplica a las obligaciones negociables (párrafo tercero del artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean adquiridos en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o la ley aplicable, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en el país, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “**Obligado Sustituto**”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores tal como lo son las obligaciones negociables: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N°812/1996 establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a las acciones y títulos de deuda privados, tal como es el caso de las obligaciones negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas 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


Luis Villarreal
Subdelegado

sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución N° 2.151/2006 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.

Impuesto sobre los Bienes Personales. Emisiones de obligaciones negociables en moneda nacional.

Las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la ley 23.576 se encuentran exentas del Impuesto sobre los Bienes Personales de acuerdo con lo previsto por la Ley N° 27.638.

Impuesto sobre los Débitos y Créditos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias.

La Ley N° 25.413 y sus modificaciones, establece un impuesto sobre los débitos y créditos efectuados en cuentas –de cualquier naturaleza- abiertas en las entidades regidas por la Ley de Entidades Financieras, con excepción de aquellas específicamente excluidas.

La alícuota general del impuesto es del 0,60% aplicable sobre cada débito y cada crédito, aunque existen tasas reducidas del 0,075% así como tasas incrementadas del 1,20%.

En caso de que las sumas pagaderas con relación a las obligaciones negociables (por capital, intereses u otros conceptos) sean acreditadas a los tenedores de las obligaciones negociables, que no gocen de un tratamiento específico, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente a dicha acreditación se encontraría gravado con este impuesto, a la alícuota general del 0,6% por cada débito o crédito.

De acuerdo al Decreto N° 380/2001 y sus modificatorias y complementarias (el “**Decreto N° 380**”), también serán considerados como hechos impositivos de este impuesto: (i) ciertas operaciones en las que no se utilicen cuentas abiertas entidades financieras, efectuadas por las entidades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y (ii) todos los movimientos o entregas de fondos, aún en efectivo, que cualquier persona, incluidas las entidades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras, efectúen por cuenta propia o por cuenta y a nombre de terceros, cualesquiera sean los mecanismos utilizados para llevarlos a cabo, las denominaciones que se les otorguen y su instrumentación jurídica. En la Resolución N° 2111/06, la AFIP aclaró que los movimientos o entregas de fondos referidos son aquellos efectuados a través de sistemas de pago organizados –existentes o no a la vigencia de este impuesto- que reemplacen el uso de la cuenta bancaria, efectuados por cuenta propia o ajena, en el ejercicio de actividades económicas.

El artículo 10 del Anexo del Decreto N° 380 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

También 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.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo con lo establecido en la Resolución General N° 3900 de la AFIP.

Conforme el decreto reglamentario de la Ley del Gravamen, modificado por el Decreto N° 409/2018, el 33% del impuesto abonado sobre créditos a una alícuota del 0,6% y el 33% del impuesto pagado sobre débitos respecto de operaciones gravadas a una tasa del 0,6% se considerará como pago a cuenta del impuesto a las ganancias o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas.

En caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito contra el impuesto a las ganancias o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%.

Por su parte, la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial el 30 de noviembre de 2022, dispuso la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2027, inclusive, del plazo de vigencia del Impuesto sobre los Débitos y Créditos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias establecido mediante Ley N° 25.413 y sus modificaciones.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un impuesto local, que grava el ejercicio habitual de una actividad económica en una provincia o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La base del impuesto es el monto de los ingresos brutos recibidos como consecuencia del desarrollo de cualquier actividad comercial en forma habitual en cada jurisdicción.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de obligaciones negociables, o por su venta o transferencia podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia de la Argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Los ingresos de los inversores resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos de la aplicación del impuesto a los ingresos brutos en las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires. De conformidad con las disposiciones del Código Fiscal aplicable en ambas jurisdicciones a fin de acogerse a esta exención, las obligaciones negociables deben ser emitidas de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley de Obligaciones Negociables y la exención impositiva mencionada anteriormente se aplicará en la medida que dichas operaciones estén exentas del impuesto a las ganancias.

Por lo expuesto, los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación provincial que pudiera resultar aplicable en función del lugar de su residencia y actividad económica.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etc.) han establecido regímenes de recaudación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos los cuales resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.


Luis Villarreal
Subdelegado

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango que puede llegar actualmente al 5%.

Los importes recaudados constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Impuesto de Sellos

Se trata de un impuesto local, es decir, que es establecido independientemente por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y por cada provincia de la Argentina que grava la instrumentación de actos de carácter oneroso que se celebren en la Ciudad Autónoma Buenos Aires o en una provincia de la Argentina o que produzcan efectos en ellas.

Tanto en las provincias de la Argentina como en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia de este impuesto, bajo la legislación local que resulte aplicable, con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

En la Ciudad Autónoma 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, conforme el régimen de las Leyes N° 23.576 y N° 23.962 y sus modificatorias.

También se encuentran exentos del impuesto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar incremento de capital social, 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 sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizadas por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. 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. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

En la Provincia de Buenos Aires están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme al régimen de la Ley de Obligaciones Negociables y sus modificatorias. Esta exención comprenderá también 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.

En la Provincia de Buenos Aires también están exentos de este impuesto todos los instrumentos, actos y operaciones, 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


Luis Villarreal
Subdelegado

Mercado de Capitales, por parte de sociedades debidamente autorizadas por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores y/o instrumentos.

Asimismo, se encuentran exentos del impuesto de sellos en la Provincia de Buenos Aires los actos relacionados con la negociación de títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV. Esta exención también queda sin efecto de presentarse la circunstancia señalada en la tercera oración del párrafo anterior.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, se deberán considerar las consecuencias impositivas en las jurisdicciones que en su caso resulten involucradas.

Tasa de Justicia

Si eventualmente surge la necesidad de iniciar procedimientos de ejecución respecto de las obligaciones negociables en la Argentina, se aplicará una tasa de justicia (en la actualidad en un 3%) sobre el monto de la demanda incoada por ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Otros impuestos

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció por medio de la Ley N° 14.044 (y modificatorias) un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el “ITGB”) con vigencia a partir del 1° de enero de 2010. A continuación, se detallan las características básicas de este impuesto:

1. El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia, aportes o transferencias a sociedades y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
2. Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
3. 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.
4. 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 éstos 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.
5. En la provincia de Buenos Aires, se encuentran alcanzados los enriquecimientos patrimoniales a título gratuito cuyos montos totales superen los \$ 819.105, salvo que se trate de transferencias realizadas entre padres, hijos y cónyuges cuyo monto se elevará a \$ 3.410.400.
6. En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7529 %, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

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.

Tratados para Evitar la Doble Imposición

En caso de resultar aplicable algún tratado para evitar la doble imposición, el régimen impositivo aplicable podría no coincidir, total o parcialmente, con el descrito en el presente punto.

Actualmente, Argentina tiene vigentes tratados para evitar la doble imposición con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia, Suiza y Uruguay (a través de un tratado de intercambio de información que incluye cláusulas para evitar la doble imposición).

Actualmente no existe ningún tratado o convención fiscal en vigencia entre la Argentina y los Estados Unidos.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Ingreso de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperante o de baja o nula tributación. Presunciones.

De acuerdo con la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley de Procedimiento Fiscal Federal N° 11.683, los ingresos provenientes de jurisdicciones no cooperante o países de baja o nula tributación, se consideran 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:

- se determinará un impuesto a las ganancias a la alícuota del 25%, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos; y
- también se determinará el impuesto al valor agregado a una alícuota del 21% sobre la emisora, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del artículo 73 de esa ley.

EL PRESENTE RESUMEN NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y FUTUROS ADQUIRENTES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES EN MATERIA DE IMPUESTOS RESPECTO DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS DE ACUERDO CON SUS SITUACIONES PARTICULARES.


Luis Villarreal
Subdelegado

Declaración por parte de expertos

El presente Prospecto, no incluye una declaración o informe atribuido a una persona en carácter de experto.

Documentos a disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto, su versión resumida, Suplementos de Precio y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18hs, teléfono/fax (5411) 4849-6100. Asimismo, el Prospecto definitivo y su versión resumida estarán disponibles en <http://www.argentina.gob/CNV>, ítem “Información Financiera”, en BYMA (<http://www.bolsar.info>), en el MAE (<http://www.mae.com.ar>) y en el sitio web de la Emisora (<http://www.es.cgc.energy>).

Prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo

El concepto de lavado de activos, generalmente, refiere a transacciones cuyo objetivo es la introducción de fondos generados por actividades ilícitas en el sistema institucional, y, por lo tanto darle apariencia lícita a fondos obtenidos por medios ilícitos. Por su parte, el concepto de financiación del terrorismo supone la realización de operaciones de recolección o provisión de bienes para la realización de actos que tengan por finalidad aterrorizar a la población.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 25.246, (conforme fuera sucesivamente modificada, la “**Ley Antilavado**”), en la que se define al lavado de activos como un tipo de delito y cuya finalidad, además de la prevención del lavado de activos, es la de prevenir el financiamiento del terrorismo.

La Ley Antilavado, define el lavado de activos como aquel delito cometido por cualquier persona que convirtiere, transfiriere, administre, vendiere, adquiriere, gravare, disimulare o de cualquier otra manera pusiere 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 ilícito, y siempre que su valor supere la suma de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. Las penas establecidas para dicho delito son las siguientes:

- (i) prisión de tres a diez años y multa de dos a diez veces el monto de la transacción;
- (ii) la pena prevista en el inciso (i) será aumentada en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando: a) el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; y b) el autor fuera funcionario público o actúe en ejercicio de una profesión u oficio que requiera habilitación especial, que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones, sufriendo además pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años;
- (iii) el que recibiere bienes u otros activos provenientes de un ilícito penal, con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las previstas en el inciso 1) artículo 303 del Código Penal de la Nación, que les dé la apariencia posible de un origen lícito será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años; y
- (iv) si el valor de los bienes no superare los 150 salarios mínimos, vitales y móviles, el autor será reprimido con la pena de multa de cinco (5) a veinte (20) veces del monto de la operación.

El Código Penal, conforme fuera modificado por la Ley Antilavado, también penaliza al que recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal, con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les dé apariencia de un origen lícito.

Por su parte, el Código Penal reprime con prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos a diez veces del monto de la operación, el que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- (i) para financiar la comisión de un delito con la finalidad de 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;
- (ii) por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad indicada en el punto (i) precedente;
- (iii) por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad indicada en el punto (i) precedente;
- (iv) para financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de individuos y/o cosas a un Estado distinto al de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional, con el propósito de perpetrar, planear, preparar o participar en delitos con la finalidad indicada en el punto (i) precedente;
- (v) para financiar, para sí o para terceros, la provisión o recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad indicada en el punto (i) precedente; y
- (vi) para financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o de cualquier manera el empleo de armas de destrucción masiva del tipo nuclear, química, biológica, sus sistemas vectores, medio de lanzamiento y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de uso dual para cometer cualquiera de los delitos previstos en el Código Penal de la Nación o en Convenciones Internacionales.

La Ley Antilavado, además, creó la Unidad de Información Financiera (la “UIF”), una entidad centralizada de monitoreo encargada de analizar, administrar y transmitir la información necesaria para la prevención del lavado de activos resultante de: delitos vinculados con el narcotráfico o la comercialización de narcóticos; delitos vinculados con el contrabando de armas (Ley N° 22.415); delitos provenientes de actividades de una organización ilegal, de acuerdo a lo previsto por el artículo 210 bis del Código Penal o por una organización terrorista, según lo establecido por el artículo 213 ter del Código Penal; delitos cometidos por organizaciones ilegales, definidas por el artículo 210 del Código Penal, cuyo propósito es llevar a cabo crímenes políticos o raciales; ciertos delitos contra la administración pública; la prostitución de menores y la pornografía infantil; y delitos que involucren el financiamiento del terrorismo.

El “Programa de Coordinación Nacional para la Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo” fue creado por el Decreto No. 360/2016 en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos. El propósito de este programa consiste en la reorganización, coordinación y fortalecimiento del sistema nacional de prevención del lavado de dinero y la financiación del terrorismo, tomando en consideración los riesgos específicos que podrían tener impacto en el territorio argentino y la demanda global por una efectiva aplicación y cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones establecidas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (“GAFI”). Este propósito debe ser ejecutado e implementado mediante un coordinador nacional especialmente designado a tales fines. Además, se efectuó una modificación de la estructura institucional en la materia, estableciéndose que el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos será la autoridad central para la coordinación intra institucional entre las agencias públicas y privadas con competencia en la materia; mientras que la UIF

mantendrá las facultades de coordinación operativa a nivel nacional, provincial y municipal en materias estrictamente vinculadas con su carácter de agencia de inteligencia financiera.

La finalidad principal de la Ley Antilavado es la prevención del lavado de activos y la financiación del terrorismo. Siguiendo la práctica internacional, la Ley Antilavado delegó el control de estas operaciones, en entidades del sector privado, incluyendo bancos, compañías de seguros y agentes del mercado de capitales la tarea de prevenir e informar operaciones sospechosas de lavado de dinero y financiación del terrorismo. En este sentido, los sujetos enumerados en el artículo 20 de la Ley Antilavado (los “**Sujetos Obligados**”) están obligados a informar a la UIF las conductas o actividades de las personas humanas o jurídicas, a través de las cuales pudiere inferirse la existencia de una situación atípica que fuera susceptible de configurar un hecho u operación sospechosa, de lavado de activos o financiación de terrorismo. De acuerdo a la Ley Antilavado, los Sujetos Obligados quedarán sometidos a las siguientes obligaciones:

- (i) recabar de sus clientes, documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipule como pre-requisito para desarrollar determinada actividad;
- (ii) informar a la UIF cualquier hecho u operación sospechosa de lavado de activos o financiamiento del terrorismo; y
- (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley Antilavado;
- (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, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos; y
- (vi) designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley Antilavado. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función será formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la Ley Antilavado y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la Ley Antilavado es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración.

Siguiendo las recomendaciones del GAFI la UIF dictó la Resolución No. 30-E/17 y la Resolución No. 21-E/18 (modificadorias y complementarias), que derogaron las Resoluciones No. 121/2011 y 229/2011, respectivamente. Mientras que la primera estableció nuevas pautas para las entidades financieras y cambiaras, la segunda estableció las pautas aplicables los agentes de liquidación y compensación y agentes de negociación inscriptos ante la CNV.

Ambas normas modificaron por completo el criterio de regulación de las obligaciones de los Sujetos Obligados, pasando de un enfoque de cumplimiento normativo formalista a un enfoque basado en riesgos. Asimismo, entre las modificaciones más relevantes cabe destacar: (i) la eliminación de la distinción entre clientes habituales y ocasionales, excluyéndose expresamente a los meros proveedores de bienes y/o servicios, salvo que mantengan relaciones de negocio ordinarias diferentes de la mera proveeduría; (ii) la determinación de medidas escalonadas de conocimiento del cliente según el nivel de riesgo asignado; y (iii) la reducción del plazo para reportar operaciones sospechosas de lavado de activos de 30 días corridos a 15 días corridos desde que la entidad concluya que la operación reviste tal carácter, no pudiendo superar la fecha del reporte los 150 días corridos contados desde la fecha de la operación sospechosa realizada o tentada.


Luis Villarreal
Subdelegado

La Resolución N° 30-E/2017 entró en vigencia a partir del 15 de septiembre de 2017, mientras que la Resolución N° 21-E/2018, el 1° de junio de 2018. Sin perjuicio de ello, para la adopción de ciertas medidas referidas a la política basada en riesgos, ambas resoluciones establecieron un cronograma para su implementación, cuya última etapa finalizó el 30 de junio de 2018, en el caso de la Resolución N° 30-E/2017, y el 31 de marzo de 2019, respecto a la Resolución 21-E/2018.

Cabe destacar, además, que en el marco del "Sistema voluntario y excepcional de declaración de tenencia de moneda nacional, extranjera y demás bienes en el país y en el exterior" establecido en la Ley 27.260, la UIF emitió la Resolución N° 92/2016, en virtud de la cual se estableció que los Sujetos Obligados debían implementar, a tales efectos un sistema de gestión de riesgos. Asimismo, en caso de detectarse operaciones sospechosas hasta el 31 de marzo de 2017, en el contexto del mencionado régimen legal, los Sujetos Obligados debían reportarlas en un apartado denominado "ROS SF", en referencia al Reporte de Operación Sospechosa a darse en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal. Dicho reporte debía ser debidamente fundado y contener una descripción de las circunstancias por las cuales se consideraba que la operación tenía carácter de sospechosa, en el marco del régimen de sinceramiento fiscal, y revelar un adecuado análisis de la operatoria y el perfil del cliente (en este caso, no resultaban necesarios los requerimientos referidos a información y documentación tributaria).

Por otra parte, el 11 de enero de 2017 la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se estableció que los Sujetos Obligados 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 no eximirá a los sujetos obligados de realizar el monitoreo y seguimiento de las operaciones durante el transcurso de dicha relación con un enfoque basado en el riesgo.

En fecha 29 de julio de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 76/2019, que establece los lineamientos para la gestión de riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo y de cumplimiento mínimo que los Sujetos Obligados que son operadores del sector de tarjetas de crédito y compra, y emisores de cheques de viajero, deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Asimismo, la Resolución N° 4/2017 establece que en los casos de apertura de cuentas corrientes especiales de inversión solicitadas por agentes de liquidación y compensación, la entidad bancaria local cumplirá con las normas vigentes en materia de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo cuando haya realizado la debida diligencia sobre los referidos agentes, siendo estos últimos los responsables por la debida diligencia de sus clientes. La Resolución N° 4/2017 establece expresamente que ello no exime a las entidades financieras de realizar un monitoreo y su seguimiento de las operaciones durante el transcurso de su relación con su cliente con un enfoque basado en el riesgo.

Con fecha 21 de octubre de 2021 entró en vigencia la Resolución N° 112/2021 de la UIF, mediante la cual se modificó la definición de "beneficiario final" y se establecieron medidas para que los Sujetos Obligados verifiquen la identidad de los beneficiarios finales de sus clientes.

En este sentido la Resolución N° 112/2021 introdujo una nueva definición de "beneficiario final", modificándose en consecuencia las resoluciones de la UIF aplicables a todos los Sujetos Obligados. En particular, se realizaron los siguientes cambios respecto de la definición vigente antes del dictado de la Resolución 112:

- (i) mientras que con anterioridad eran considerados beneficiarios finales aquellas personas humanas que poseían, al menos, el 20% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica o estructura legal sin personería jurídica, la Resolución 112 redujo el mencionado porcentaje al 10%.


Luis Villarreal
Subdelegado

- (ii) se precisó el concepto de “control”, estableciéndose que también son considerados beneficiarios finales aquellas personas humanas que ejerzan el “control final” de los clientes. A tales efectos, la Resolución N° 112/2021 definió “control final” como aquel ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante: (1) una cadena de titularidad; y/o (2) cualquier otro medio de control; y/o (3) circunstancias de hecho o derecho que permiten a una persona humana ejercer la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de los clientes y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de los mismos.
- (iii) se aclaró que el concepto de beneficiario final también resulta aplicable a los fideicomisos, fondos de inversión o patrimonios de afectación. En el caso de los contratos de fideicomisos y/u otras estructuras jurídicas similares nacionales o extranjeras, la Resolución N° 112/2021 estableció que los Sujetos Obligados deben individualizar a los beneficiarios finales de cada una de las partes del contrato.

Si bien la normativa de la UIF ya preveía la obligación de los Sujetos Obligados de identificar a los beneficiarios finales de sus clientes, no se establecía un mecanismo específico para llevar adelante dicha identificación. Además de aclarar que la identificación de los beneficiarios finales debe realizarse en todos los casos (es decir, sin perjuicio del nivel de riesgo asignado al cliente en cuestión), la Resolución N° 112/2021 introduce el mecanismo de verificación que deberá ser aplicado por todos los Sujetos Obligados para identificar a los beneficiarios finales:

- (i) Declaración jurada. El Sujeto Obligado debe requerir a sus clientes la presentación de una declaración jurada conteniendo los siguientes datos de sus beneficiarios finales: nombre/s y apellido/s, DNI, domicilio real, nacionalidad, profesión, estado civil, porcentaje de participación y/o titularidad y/o control, y CUIT/CUIL/CDI en caso de corresponder.
- (ii) Cadena de titularidad. En caso de tratarse de una cadena de titularidad, se deberá describir la misma hasta llegar a la/s persona/s humana/s que ejerza/n el control final. Deberá acompañarse, en cada caso, la respectiva documentación respaldatoria, estatutos societarios, registros de acciones o participaciones societarias, contratos, transferencia de participaciones y/o cualquier otro documento que acredite la cadena de titularidad y/o control.
- (iii) Documentación adicional. Los Sujetos Obligados podrán asimismo solicitar cualquier otro dato, información y/o documentación que a su criterio permita identificar y verificar la identidad de los beneficiarios finales de sus clientes y evaluar y gestionar adecuadamente los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo.
- (iv) Clientes con oferta pública. Cuando la participación mayoritaria de un cliente corresponda a una sociedad que realice oferta pública de sus valores negociables, listados en un mercado local o internacional autorizado, y la misma esté sujeta a requisitos sobre transparencia y/o revelación de información, deberá indicar tal circunstancia a los efectos de poder ser exceptuado de este requisito de identificación. Dicha excepción sólo tendrá lugar en la medida en que se garantice el acceso oportuno a la información respectiva y que la misma guarde estricta correspondencia con la exigida por la UIF.
- (v) Incorporación al legajo. Toda información y/o documentación colectada deberá ser incorporada al legajo del cliente respectivo.
- (vi) Actualización de la información. Toda modificación y/o cambio de los beneficiarios finales deberá ser informado por el cliente al Sujeto Obligado, en un plazo máximo de treinta días corridos de ocurrido el mismo.

Asimismo, la Resolución N° 112/2021 establece que al momento de registrarse ante la UIF, los Sujetos Obligados, cuando así corresponda, deberán identificar a sus beneficiarios finales. A tal fin, se aplicarán, en lo pertinente, las reglas para la identificación de los beneficiarios finales de los clientes enumeradas en el párrafo anterior.

El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones previstas en la Resolución N° 112/2021 será considerado una infracción grave pasible de sanción en los términos de lo dispuesto en el Capítulo IV de la Ley Antilavado.

La Resolución N° 112/2021 estableció expresamente que la UIF tendrá facultades para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de los beneficiarios finales por parte de los Sujetos Obligados. Asimismo, podrá cotejar la veracidad de la información relativa a los beneficiarios finales de los Sujetos Obligados presentada ante la UIF, como también la información de los beneficiarios finales contenida en los legajos de los clientes de cada Sujeto Obligado.

En aquellos casos en los que como resultado de los procesos de verificación surjan datos falsos, incompletos o erróneos, dicha infracción también será pasible de sanción en los términos del Capítulo IV de la Ley Antilavado.

Asimismo, la UIF sancionó la Resolución N° 21/2018 (y sus modificatorias y complementarias), mediante la cual se establecieron los montos o umbrales mínimos a partir de los cuales implementar o reforzar los mecanismos de control establecidos en materia de prevención del lavado de dinero y financiamiento del terrorismo para determinadas operaciones del mercado de capitales (entre otras operaciones). La resolución fue dictada con la finalidad de establecer los lineamientos para la gestión de riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo y de cumplimiento mínimo que cada Sujeto Obligado del mercado de capitales deberá adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo. En dicho sentido, la Resolución N° 21/2018 establece que los Sujetos Obligados en el mercado de capitales deberán informar a la UIF mensualmente de todas las operaciones de clientes que en conjunto superen los \$120.000 mensuales (monto actualizado conforme la Resolución N° 50/2022).

Con fecha 2 de marzo de 2023, la UIF emitió la Resolución N° 35/2023 en reemplazo de la Resolución N° 134/2018, modificando la enumeración de quienes son considerados Persona Expuesta Políticamente (“PEP”) y las correspondientes obligaciones de los Sujetos Obligados. La mencionada resolución modifica el artículo 1 agregando expresamente a la enumeración de PEP extranjera los cargos de presidente y vicepresidente de bancos centrales y los representantes consulares, y reemplaza el término “afinidad” para el caso de aquellas PEP que lo son a través de vínculo filial por “parentesco” para brindar mayor claridad respecto al alcance de los vínculos con PEP. Además, al referirse a los convivientes, se elimina el requisito de que dicha condición esté “reconocida legalmente” por lo que hizo extensivo el concepto a convivientes no reconocidos legalmente. Por otra parte, elimina de la enumeración de PEP por parentesco o cercanía a “aquellas personas públicas y comúnmente conocidas por su íntima asociación a la persona definida como PEP”.

La Resolución 35/2023 exige que, para las PEP extranjeras o PEP nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires que hayan sido calificados como “clientes de riesgo alto”, los Sujetos Obligados deberán: (i) obtener la aprobación del oficial de cumplimiento, para iniciar las relaciones comerciales o en caso de presentarse una modificación del status de PEP del cliente o sus beneficiarios finales; (ii) adoptar las medidas razonables para poder establecer el origen de los fondos y del patrimonio; y (iii) adoptar las medidas de debida diligencia reforzadas.

Por otra parte, la Resolución 35/2023 establece que las PEP mantendrán su condición hasta 2 años desde el cese de sus funciones en el cargo. Indica que, 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.

Finalmente, Resolución 35/2023 exige que las PEP suscriban una declaración jurada, no solo al momento de iniciar su relación contractual con el sujeto obligado, sino también al momento de modificar su condición de PEP. A su vez, los clientes deberán informar la condición de PEP de los beneficiarios finales. En la misma línea, la nueva resolución establece que cada sujeto obligado deberá adoptar las medidas razonables que le permitan verificar, en todos los casos, la condición de PEP de sus clientes y los beneficiarios finales de éstos.

El 2 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución UIF N° 14/2023 aplicable a las entidades financieras y cambiarias. La reforma especifica las pautas principales para la gestión de riesgos de Lavado de Activos (LA) y Financiamiento del Terrorismo (FT) y de cumplimiento mínimo que cada entidad financiera debe adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizada por terceros para la ejecución de estos delitos, con un Enfoque Basado en Riesgo (EBR) y considerando los resultados de las Evaluaciones Nacionales de Riesgos de LA/FT aprobadas en 2022. De esta manera, y de acuerdo con la Recomendación 1 del GAFI, se procura que las autoridades competentes, las instituciones financieras y las Actividades y Profesiones No Financieras Designadas (APNFD) sean capaces de asegurar que las medidas dirigidas a prevenir o mitigar los riesgos de LA/FT se correspondan con los riesgos identificados, de manera tal de poder tomar decisiones más eficaces acerca de la asignación de recursos propios.

Por otro lado, y en base a las recomendaciones del organismo internacional, se establece la prohibición de mantener cuentas anónimas o bajo nombres ficticios, se explicitan las medidas exigidas respecto de las PEP extranjeras, se enfatiza en la necesidad de aplicar medidas de Debida Diligencia Reforzadas proporcionales a los riesgos encontrados identificados e incorpora la posibilidad de que las instituciones financieras puedan depender de terceros para la ejecución de determinadas medidas de debida diligencia. La norma comenzará a regir a partir del 1° de abril de 2023.

El 14 de marzo de 2024, el Congreso aprobó la ley 27.739, que introduce reformas significativas al régimen de prevención de LA/FT. Dicha ley entró en vigor el 24 de marzo de 2024 y modificó: (i) modifica el Código Penal; (ii) reforma la Ley N° 25.246 (sus modificatorias y complementarias); (iii) crea un Registro Centralizado de Beneficiarios Finales; (iv) instauro control parlamentario; y (v) crea un Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales. Con relación al punto (ii) amplía el catálogo de sujetos obligados ante la UIF, incluyendo de este modo, entre otros, a:

- (a) los proveedores de servicios de activos virtuales;
- (b) los proveedores no financieros de crédito;
- (c) los emisores, operadores y proveedores de servicios de cobro y pago;
- (d) las empresas dedicadas a la custodia y administración de fondos o valores negociables;
- (e) los fiduciarios financieros que actúen en ese carácter en fideicomisos financieros con oferta pública autorizada;
- (f) los agentes depositarios centrales de valores negociables o entidades registradas para recibir depósitos colectivos de valores negociables;
- (g) los abogados, contadores públicos, escribanos públicos, que realicen determinadas actividades;
- y
- (h) los proveedores de servicios societarios o fiduciarios, que realicen determinadas actividades

Con relación al punto (v) del párrafo anterior, se creó el Registro de Proveedores de Servicios Virtuales el cual fue reglamentado a través de la Resolución 994/2024 de la CNV y la Resolución 49/2024 de la UIF, detallando las obligaciones que deberá cumplir este nuevo sujeto obligado. A la fecha de este Prospecto la UIF ha reglamentado las obligaciones de algunos de los nuevos sujetos obligados incorporados por la Ley N° 27.739, y se encuentra en proceso de dictar las restantes reglamentaciones.

Para un análisis más exhaustivo del régimen de prevención del lavado de dinero vigente al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa del Título XII, Libro Segundo del Código Penal de la Nación, a la normativa emitida por la UIF y a las Normas de la CNV, y las normas del Banco Central, entre otras normas aplicables en la materia. La normativa de la UIF se encuentra disponible en el sitio web de la UIF, <https://www.argentina.gob.ar/uif/normativa/resoluciones>. Las Normas de la CNV se encuentran disponibles en el sitio web de la CNV, <https://www.argentina.gob.ar/cnv>. Las normas del Banco Central se encuentran disponibles en el sitio web del Banco Central, http://www.bcra.gob.ar/SistemasFinancierosYdePagos/Ordenamiento_y_resumenes.asp.

Ley de Responsabilidad Penal Empresaria

Con fecha 2 de marzo de 2018 entró en vigencia la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria, la cual establece un régimen de responsabilidad penal para las personas jurídicas privadas (ya sean de capital nacional o extranjero, con o sin participación estatal) por los delitos de cohecho y tráfico de influencias nacional y transnacional, negociaciones incompatibles con el ejercicio de la función pública, concusión, enriquecimiento ilícito de funcionarios y empleados, y balance e informes falsos, tipificados en los artículos 258, 258 bis, 265, 268 y 300 bis del Código Penal.

La persona jurídica responderá exclusivamente cuando los delitos hubieren sido realizados, directa o indirectamente, con su intervención o en su nombre, interés o beneficio, aun cuando quien hubiere actuado fuere un tercero que careciese de representación, siempre que la persona jurídica hubiese ratificado la gestión, incluso tácitamente. La persona jurídica quedará liberada de esta responsabilidad cuando quien cometiera el delito hubiere actuado en su beneficio y sin generar provecho alguno para aquella. Se impone además responsabilidad sucesiva en caso de transformación, fusión, absorción, escisión o cualquier otra modificación societaria.

Entre las penas a aplicar se incluyen multas de dos (2) a cinco (5) veces del beneficio indebido obtenido o que se hubiese podido obtener; suspensión de actividades por un máximo de diez (10) años; suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos por un máximo de diez (10) años; disolución y liquidación de la persona jurídica si esta fuese creada solo para la comisión del delito; pérdida o suspensión de beneficios estatales y publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica. El plazo de prescripción de la acción penal se fijó en seis años desde la comisión del delito.

La persona jurídica podrá celebrar un acuerdo de colaboración eficaz con el Ministerio Público Fiscal, el cual producirá la suspensión de la acción penal. Este acuerdo estará sujeto al pago de una multa equivalente a la mitad de la mínima prevista por la Ley, la restitución de las cosas o ganancias producto del delito y el abandono a favor del Estado de los bienes que resultarían decomisados de recaer condena. Pueden además establecerse otras condiciones, tales como la reparación del daño causado, la prestación de servicios comunitarios y la implementación de un programa de integridad o la mejora del existente.

En el marco de este acuerdo, la persona jurídica deberá aportar información y datos precisos, útiles y comprobables que contribuyan al esclarecimiento de los hechos, la identificación de sus autores o el recupero del producto del ilícito. Las negociaciones y la información intercambiada serán confidenciales.

Para eximirse de pena y responsabilidad administrativa, la persona jurídica deberá cumplir simultáneamente con las siguientes condiciones: (a) denunciar espontáneamente la comisión del delito, que debió haber sido advertido como consecuencia de una actividad propia de detección e investigación interna; (b) haber implementado un programa de integridad adecuado en los términos de la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria con anterioridad a la comisión del delito, cuya violación debió haber

implicado un esfuerzo por parte de quienes lo hubieran perpetrado; y (c) devolver el beneficio obtenido como consecuencia del ilícito.

En cuanto al programa de integridad, con fecha 4 de octubre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 27/2018 de la Secretaría de Ética Pública, Transparencia y Lucha Contra la Corrupción dependiente del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, la cual tiene por objeto establecer ciertos parámetros (no imperativos, aunque útiles) para su diseño, implementación y evaluación, a fin de prevenir la comisión de delitos, ejercer la supervisión y control de los integrantes de la organización y sus partes relacionadas y facilitar la investigación de los hechos y la adopción de sanciones y medidas pertinentes.

Conforme la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria, si bien la adopción del programa de integridad no es obligatoria, el mismo -de resultar adecuado- podría traer aparejado para la persona jurídica (i) la eximición de responsabilidad penal si se realizara una autodenuncia espontánea y si se devolviera el beneficio obtenido; (ii) la atenuación de la graduación de la eventual sanción penal; y (iii) el acceso a un acuerdo de colaboración eficaz. Asimismo, la implementación del programa de integridad es condición necesaria para poder contratar con el Estado Nacional.

En este sentido, el programa de integridad podrá considerarse “adecuado” siempre que tuviera en cuenta los siguientes aspectos: (a) los riesgos “propios” de la compañía en relación con la potencial ocurrencia de alguna de las conductas delictivas previstas en la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria; (b) la dimensión de la compañía, atendiendo a la complejidad de su organización interna, la cantidad de trabajadores, su dispersión en sedes, etc.; y (c) su capacidad económica.

Asimismo, la Resolución N° 27/2018 fijó un piso de tres elementos obligatorios que deberá contener el programa de integridad: (i) un código de ética o de políticas y procedimientos de integridad aplicable a todos los niveles de la compañía, el cual deberá ser objeto actualización constante; (b) reglas y procedimientos específicos para prevenir ilícitos en el ámbito de concursos y procesos licitatorios, en la ejecución de contratos administrativos o en cualquier otra interacción con el sector público, y (c) la realización de capacitaciones periódicas en todos los niveles de la organización.

Sin perjuicio de los aspectos antes mencionados, existen otros elementos cuya adopción es conveniente, como la implementación de procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios, la existencia de canales internos de denuncia e investigación que aseguren la protección del denunciante y respeten los derechos de los investigados, la imposición de sanciones efectivas, la designación de un responsable interno y el monitoreo continuo.

Finalmente, la Resolución N° 27/2018 destaca que resulta fundamental el apoyo explícito e inequívoco al programa de integridad por parte de la alta gerencia mediante la definición de los valores de la Emisora, la efectiva demostración de su compromiso y adhesión al mismo y la tolerancia cero ante el incumplimiento.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha implementado un programa de integridad. El programa está compuesto por un Código de Conducta, Política de conflictos de interés; Política para la Prevención de la Corrupción y el Soborno; Política de Prevención sobre el Lavado de Dinero y Financiamiento del Terrorismo; Política sobre Uso de Línea Ética junto; Política de Contrataciones Públicas; Política de Donaciones, Mejoras en Bienes de Dominio Público, Patrocinio y Membresías; Política de Regalos y Hospitalidades; y Política de Debida Diligencia de Terceros. Para mayor información sobre el impacto en la Emisora de la normativa en materia de responsabilidad penal empresaria ver la Sección “*Factores de Riesgo – La Emisora podría verse afectada por las violaciones a las leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno y de prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo y otras regulaciones en la materia.*” de este Prospecto.


Luis Villarreal
Subdelegado

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 presentado de manera comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, disponibles en la página *web* de la CNV, ítem “*Información Financiera*”, bajo los ID N° 3165292, 3016456 y 2865442, respectivamente, se considerarán incorporados a este Prospecto mediante por referencia y formarán parte integrante del mismo. Asimismo, la información contable correspondiente a los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024, disponibles en la página *web* de la CNV, ítem “*Información Financiera*” bajo el ID N° 3198878, se encuentra incluida en el Anexo I de este Prospecto, y también es incorporada por referencia.

Se facilitarán sin cargo copias de todos los documentos incorporados por referencia en el presente Prospecto en la sede social de la Emisora, sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en día hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax (5411) 4849-6100. Asimismo, la documentación incorporada por referencia se encontrará disponible en el sitio *web* institucional de la Emisora (<http://www.es.cgc.energy>).

Abreviaturas y otras cuestiones

Moneda

Salvo indicación en contrario, todas las referencias en este Prospecto a “pesos” o “\$” se refieren a pesos argentinos y todas las referencias a “dólares” o “US\$” se refieren a dólares estadounidenses.

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este Prospecto (incluyendo porcentajes) y en los estados financieros mencionados en este Prospecto, han sido sujetos a ajustes por redondeo para facilitar su presentación. Concordantemente, las cifras incluidas para las mismas categorías e incluidas en diferentes tablas o partes de este Prospecto y en los estados financieros mencionados, pueden presentar variaciones menores y las cifras totales incluidas en ciertas tablas o cuadros podrían no ser el total aritmético de todas las cifras que la preceden.

Información económica, de la industria y del mercado

La información económica, de la industria y del mercado y cualquier otra información estadística utilizada a lo largo de este Prospecto está basada en información publicada por organismos gubernamentales, tales como el Ministerio de Energía y Minería (actualmente, la Secretaría de Energía), el INDEC, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”), el Banco Central y otras fuentes independientes, tales como el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“IAPG”). Cierta información se encuentra basada en estimaciones de la Emisora que derivan de la revisión de estudios internos, así como de fuentes independientes. Aunque la Emisora considera que dichas fuentes son confiables, no ha verificado independientemente dicha información y no puede garantizar su precisión y completitud.

Abreviaturas

Salvo que se indique lo contrario en este Prospecto, las siguientes unidades de medida tendrán los significados que a continuación se indican:

“acre”	4.047 m ² , aproximadamente.
“bbl”	Un barril equivalente a 0,15898761 m ³ .

“boe”	Barriles de petróleo equivalentes, que equivalen a 158,98731 m ³ de gas natural, determinados utilizando el ratio de 5.614,6 pies cúbicos de gas natural por barril de crudo.
“BTU”	Unidad de medida británica para medir la energía necesaria para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua, equivalente a 0,00095755 pies cúbicos con un poder calórico de 9.300 Kcal/m ³ .
“/d”	Por día.
“Dam ³ ”	Decámetro cúbico
“hp”	Caballos de potencia (<i>Horsepower</i>).
“km”	Un kilómetro.
“km ² ”	Un kilómetro cuadrado.
“m ³ ”	Un metro cúbico.
“mbgl”	Un metro bajo el nivel del suelo.
“Mbbbl”	Miles de bbl.
“Mboe”	Miles de boe.
“MBTU”	Miles de BTU.
“Mm ³ ”	Miles de m ³ .
“MMbbbl”	Millones de bbl.
“MMboe”	Millones de boe.
“MMBTU”	Millones de BTU.
“MMm ³ ”	Millones de m ³ .

ANEXO I

La información financiera incluida en este anexo respecto a los periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023 ha sido extraída de los estados financieros consolidados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 (expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2024) que se encuentran disponibles en la AIF, bajo el ítem “Información Financiera” ID N° 3198878, y que son incorporados por referencia a este Prospecto. Esta información debe leerse juntamente con los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 y con las secciones “Antecedentes Financieros” y “Factores de Riesgo” de este Prospecto. Podrán obtenerse copias de dichos estados financieros en la sede social de la Emisora sita en Bonpland 1745, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs, teléfono/fax (5411) 4849-6100, o vía correo electrónico a investors@cgc.com.ar.

Los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024 fueron confeccionados de acuerdo con la NIC 34 “Información Financiera Intermedia”, adoptada por el International Accounting Standards Board (IASB) y, en opinión de la gerencia de primera línea de la Emisora, incluye todos los ajustes (consistentes sólo en ajustes normales y recurrentes) que son necesarios para presentar razonablemente la información financiera para dichos periodos.

Los principios contables utilizados para la preparación de los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024 son consistentes con los utilizados para la preparación de los estados financieros correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de diciembre de 2022. Los resultados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 no son necesariamente indicativos de los resultados esperados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Con respecto a los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024, PwC llevó a cabo procedimientos de revisión limitada para la revisión de los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024, de acuerdo con lo previsto en la NIER 2410 “Revisión de Información Financiera de Períodos Intermedios Realizada por el Auditor Independiente de la Entidad” y emitió un informe de revisión con fecha 13 de mayo de 2024. El alcance de esta revisión es sustancialmente inferior al de un examen de auditoría realizado de acuerdo con las normas internacionales de auditoría, en consecuencia, dicha revisión no permite obtener seguridad de que se tomará conocimiento sobre todos los temas significativos que podrían identificarse en una auditoría. Por lo tanto, PwC no expresó ninguna opinión de auditoría sobre los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024.

Los estados financieros por el período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024 también sido confeccionados conforme a la NIC 29 y, por ende, han sido ajustados por inflación, y exponen los valores contantes al 31 de marzo de 2024.

LA SITUACIÓN EXPUESTA ANTERIORMENTE RESPECTO DE LA APLICACIÓN DE LA NIC 29 AFECTA SIGNIFICATIVAMENTE LA COMPARABILIDAD DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA DE LA EMISORA, RAZÓN POR LA CUAL, EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE ESTA DEBE LLEVARSE A CABO TENIENDO EN CUENTA ESTA SITUACIÓN. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Argentina – A partir del 1° de julio de 2018, el peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida homogénea al cierre del año sobre el que se informa, lo que afecta la comparabilidad de la información financiera incluida en este Prospecto”.

Síntesis de resultados y otros resultados integrales consolidados

A continuación, se incluye la síntesis de resultados y otros resultados integrales consolidados por los periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023.


Luis Villarreal
Subdelegado

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de (no auditados)	
	2024	2023
	(en millones de pesos expresados en unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2024)	
Ingresos ⁽¹⁾	191.966,1	196.975,4
Costo de ingresos	(156.741,7)	(162.172,9)
Resultado bruto	35.224,3	34.802,5
Gastos de comercialización	(8.254,0)	(10.354,8)
Gastos de administración	(14.093,7)	(12.435,4)
Cargo por deterioro de activos financieros	(9.405,9)	(35,6)
Gastos de exploración	(21.040,6)	-
Otros ingresos y (egresos) operativos, netos	2.070,9	1.866,1
Resultado operativo	(15.498,9)	13.842,8
Resultado de inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(4.010,4)	16.724,6
Ingresos financieros	4.406,0	1.683,1
Costos financieros	(9.315,1)	(10.298,7)
Resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda (R.E.C.P.A.M.)	14.530,2	3.229,0
Otros resultados financieros	431.955,7	4.524,5
Resultado antes de impuestos	422.067,5	29.705,3
Impuesto a las ganancias	(107.744,0)	(6.584,5)
Resultado del período	314.323,5	23.120,8
Total de otros resultados integrales del período, neto de impuestos	(42.708,4)	(4.989,5)
Resultado total integral del período	271.615,1	18.131,2

(1) Para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023, incluye \$1.175,4 millones y \$266,4 millones, respectivamente, en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver “Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del gas y Subsidios” en este Prospecto y las Secciones “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora” y “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora y su Subsidiaria – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones” en el Prospecto. Ver también la Nota 19 de los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024.

Estado de situación financiera y del patrimonio

A continuación, se incluye la síntesis de la situación patrimonial consolidada correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

	Al 31 de marzo de (no auditados)	Al 31 de diciembre de
	2024	2023
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2024)	
ACTIVO		
Activo no corriente		
Propiedades, planta y equipos	1.096.509,6	1.107.755,4
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	213.989,5	232.193,5
Derecho de uso de activos	26.266,9	28.736,8
Otros créditos	0,3	1,6
Activo por impuesto diferido	22.594,3	171.426,0
Total del activo no corriente	1.359.360,6	1.540.113,4
Activo corriente		
Inventarios	129.667,9	117.735,7
Otros créditos ⁽¹⁾	61.846,6	73.506,6


Luis Villarreal
Subdelegado

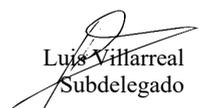
	Al 31 de marzo de (no auditados) 2024	Al 31 de diciembre de 2023
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2024)	
Cuentas comerciales por cobrar	70.742,5	95.999,2
Inversiones a costo amortizado	22.311,0	48.799,3
Inversiones a valor razonable	86.356,3	105.718,3
Efectivo y equivalentes de efectivo	116.890,8	177.399,6
Total del activo corriente	487.815,1	619.158,7
TOTAL DEL ACTIVO	1.847.175,7	2.159.272,1
TOTAL DEL PATRIMONIO	403.471,7	131.856,5
PASIVO		
Pasivo no corriente		
Provisiones por juicios y otros reclamos	4.375,1	6.378,7
Otras provisiones	177.179,1	232.570,5
Pasivo por impuesto diferido	-	41.087,7
Deudas por arrendamiento	10.471,4	18.866,0
Deudas financieras	648.667,7	1.163.645,0
Total del pasivo no corriente	840.693,2	1.462.548,0
Pasivo corriente		
Otras provisiones	1,0	13.851,7
Otras deudas	16.679,7	22.315,7
Deudas fiscales	4.371,4	7.359,0
Remuneraciones y cargas sociales	9.054,0	22.682,3
Deudas por arrendamientos	10.740,1	14.033,5
Deudas financieras	429.023,2	302.342,1
Deudas comerciales	133.141,4	182.283,3
Total del pasivo corriente	603.010,8	564.867,6
TOTAL DEL PASIVO	1.443.704,0	2.027.415,5
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	1.847.175,7	2.159.272,1

(1) Para el período de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, incluye \$2.704,8 millones y \$3.138,8 millones, respectivamente, en subsidios del Estado Nacional. Para mayor información, ver “*Antecedentes Financieros - Tendencias Relacionadas con el Negocio de Petróleo y Gas de la Emisora – Precios del gas y Subsidios*” en este Prospecto y las Secciones “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas – Cambios en la determinación de los precios de los hidrocarburos en Argentina podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Emisora y su Subsidiaria – La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna o en su totalidad, las compensaciones bajo los programas de estímulo y subsidios de los que es, directa o indirectamente beneficiaria, lo que podría generar un efecto adverso significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones*” en el Prospecto. Ver también la Nota 9 de los estados financieros correspondientes al período intermedio finalizado el 31 de marzo de 2024.

Estado de flujo de efectivo

	Período de tres meses (no auditados) finalizado el 31 de marzo de	
	2024	2023
	(en millones de pesos expresados en términos de la unidad de moneda homogénea al 31 de marzo de 2024)	
Flujo de fondos		
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del ejercicio	177.399,6	143.144,3
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las actividades operativas	(3.410,8)	(38.571,6)
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(44.034,3)	(132.897,2)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	32.038,9	175.999,0
Resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes del efectivo	(45.102,5)	(603,9)
Efectivo y equivalentes del efectivo al cierre del período	116.890,8	147.070,6


 Luis Villarreal
 Subdelegado


Luis Villarreal
Subdelegado

EMISORA

Compañía General de Combustibles S.A.

Bonpland 1745
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Asesores Legales de la Emisora

Bomchil

Av. Corrientes 420
C1043AAR Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Auditores

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Bouchard 557, Piso 8°
C1106ABG Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina