



PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.

Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (la “Sociedad”, “PCR”, la “Compañía” o la “Emisora”), inscrita en el Registro de Emisor Frecuente N° 13, con sede social en la calle Alicia Moreau de Justo 2030/50, 3° piso, of. 304, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, CUIT N°30-56359811-1, número de teléfono general: (+5411) 5068-3000, número de fax: (+5411) 4300-7640, correo electrónico: investor.relations@pcr.energy, sitio web: www.pcr.energy.

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables a ser emitidas por la Sociedad bajo el Régimen Simplificado de Emisor Frecuente establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el “Régimen de Emisor Frecuente”), en un Suplemento de Prospecto (el “Suplemento de Prospecto”).

Oferta Pública autorizada por Registro de Emisor Frecuente N° 13 otorgado por la Disposición N° DI-2020-39-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) de fecha 20 de agosto de 2020. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora y el aumento del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente por hasta U\$S600.000.000 (Dólares de los Estados Unidos de América seiscientos millones) fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2021-14-APN-GE#CNV de fecha 16 de mayo de 2021. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Emisora y actualización del Prospecto fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N°DI-2022-18-APN-GE#CNV de fecha 16 de mayo de 2022. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV DI-2023-16-APN-GE#CNV de fecha 5 de mayo de 2023 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sociedad por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal U\$S 200.000.000, o su equivalente en otras monedas. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV DI-2024-49-APN-GE#CNV de fecha 28 de junio de 2024 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sociedad por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal U\$S 149.800.000, o su equivalente en otras monedas. 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 presente prospecto (el “Prospecto”). La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración 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. El órgano de administración 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 situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor, conforme las normas vigentes.

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

La Emisora cuenta con una calificación de riesgo otorgada por FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (“Fix”). El 28 de junio de 2024, Fix confirmó en la categoría AA (arg), con perspectiva estable, a la calificación de “emisor de largo plazo” de la Emisora. Los detalles de las calificaciones de la Emisora pueden ser consultados por el público inversor en el sitio web de Fix (www.fixscr.com/calificaciones).

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase el capítulo “Factores de Riesgo” en el presente Prospecto. El respectivo Suplemento de Prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias (la “Ley de Mercado de Capitales”), los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el Prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los Prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los Prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente y la emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta U\$S295.000.000 (Dólares de los Estados Unidos de América doscientos noventa y cinco millones) o su equivalente en otras monedas, las cuales podrán ser emitidas en tramos, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, sin posibilidad de re-emisión (las “Obligaciones Negociables”), fueron resueltas por el Directorio de la Emisora en sus reuniones de fechas 27 de julio de 2020 y 19 de agosto de 2020. El 23 de abril de 2021, el Directorio de la Sociedad resolvió el aumento del monto máximo de emisión de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por la suma de U\$S305.000.000, por lo que el monto total de emisión de obligaciones negociables ascendió a la suma de U\$S600.000.000. La actualización del Prospecto y la ratificación de la

condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de U\$S 149.800.000 (Dólares de los Estados Unidos de América ciento cuarenta y nueve millones ochocientos mil) o su equivalente en otras monedas fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 30 de abril de 2024, cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3191000.

La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el 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 fecha de este Prospecto es 3 de julio de 2024

I.ÍNDICE

CONTENIDO	PÁGINA
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	4
FACTORES DE RIESGO	128
POLÍTICAS DE LA EMISORA	176
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN Y COMITÉ DE AUDITORÍA.....	184
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS.....	199
ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA	202
ANTECEDENTES FINANCIEROS	203
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	245
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	292
INFORMACIÓN RELEVANTE	296
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS	297
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	299
INCORPORACIÓN POR REFERENCIA.....	301

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

a) Reseña histórica

La presencia de la Compañía en la Patagonia Argentina se remonta al año 1921, cuando su antecesora, Compañía Ferrocarrilera de Petróleo S.A., ("**Compañía Ferrocarrilera**") inició sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en la ciudad de Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, República Argentina. Compañía Ferrocarrilera fue nacionalizada en 1948, pasando a depender del Estado Nacional, y a denominarse Petroquímica Empresa Nacionalizada, iniciando en 1952 la producción de cemento en Comodoro Rivadavia, con una capacidad de producción inicial de 160.000 toneladas por año.

Mediante la transformación de Petroquímica Empresa Nacionalizada en una sociedad anónima, la Compañía pasó a tener su denominación actual (Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.) en 1973 por Ley Nº 20.389, la que declaró a la Compañía de interés nacional y facultó al Poder Ejecutivo Nacional para concederle el tratamiento de promoción industrial e impositivo más favorable que se otorgara o se hubiera otorgado a empresas que desarrollaran actividades de naturaleza análoga en la Patagonia Argentina. El capital social de la Sociedad fue inicialmente suscripto por el Estado Nacional (99,04%), la provincia del Chubut (0,75%) y el personal de la Compañía (0,21%). Sus actividades principales eran la producción y distribución de cemento y la explotación de petróleo y gas en la ciudad de Comodoro Rivadavia.

En 1978, la Compañía fue privatizada mediante una licitación pública en virtud de la cual la participación del Estado Nacional fue transferida a favor de las familias Brandi y Cavallo, actuales accionistas controlantes de la Compañía. Para una descripción de las respectivas participaciones de los actuales accionistas de la Compañía, véase "*Estructura del Emisor, Accionistas y Partes Relacionadas – b) Accionistas Principales*".

Por Asamblea Extraordinaria de Accionistas de fecha 10 de abril de 2014 se aprobó el cambio de domicilio legal de la Sociedad de la ciudad de Río Gallegos, provincia de Santa Cruz (en la que se encontraba registrada desde el año 2006) a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Consecuentemente, por reunión de directorio de fecha 14 de abril de 2014 se fijó la sede social de la Sociedad en Avenida Alicia Moreau de Justo 2030/50, piso 3, oficina 304, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El cambio de dirección legal y nueva sede social de la Sociedad fue aprobado por la CNV mediante Resolución Nº 17.406 de fecha 17 de julio de 2014 e inscripto en el Registro Público de Comercio con fecha 8 de septiembre de 2014, bajo el número 17.120, del libro 70, tomo – de Sociedades por Acciones.

b) Descripción de los sectores en los que se desarrollan las actividades de la Emisora

(i) La Industria del Petróleo y el Gas en Argentina

Características generales de la industria del Petróleo y el Gas

Las principales variables de la industria del petróleo se fijan usualmente en el mercado internacional. Más allá del tratamiento aduanero o tributario y de las regulaciones incorporadas en cada país, el sector se encuentra directamente expuesto a las variaciones de los precios internacionales. Estas variaciones se encuentran muy influenciadas por factores geopolíticos, en especial aquellos que se desarrollan en la región de Medio Oriente, debido a la elevada concentración de reservas de crudo en los países de dicha zona.

A partir de 1999 se ha observado un crecimiento importante de los precios del crudo, lo que ha mejorado notablemente las perspectivas operativas de las compañías del sector. Este incremento en los precios obedece a un crecimiento de la economía global, impulsado, entre otros factores, por el crecimiento en el desarrollo de China, y el control de la oferta de los principales productores miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, compuesta por los principales productores de petróleo de los países árabes, por Venezuela, el principal productor latinoamericano, y por el recientemente reincorporado Ecuador. Este incremento en los precios ha sido muy importante para incentivar las inversiones en el sector a nivel mundial.

La industria del gas natural se encuentra muy relacionada con la industria del petróleo. Esto se debe al uso de tecnologías similares en la exploración y producción, y a la frecuente presencia de ambos recursos naturales en forma conjunta en las mismas zonas geográficas. Sin embargo, las variables que marcan el comportamiento de la industria del gas natural se encuentran más condicionadas a factores locales. Los elevados costos de transporte dificultan la existencia de un verdadero mercado internacional.

La Industria Argentina del Petróleo y Gas

Hasta comienzos de la década de 1990, el Gobierno argentino dirigía la mayoría de las actividades hidrocarburíferas, incluidos la exploración, la producción y el transporte. A pesar de que la Ley de Hidrocarburos fue promulgada en 1967, le permitía al Gobierno Nacional otorgar permisos de exploración y concesiones de producción al sector privado, dicha facultad era rara vez ejercida. Antes de 1989, las empresas del sector privado se dedicaban a actividades de explotación mediante contratos de servicios con YPF S.A. (“**YPF**”). El petróleo que se extraía era entregado a YPF, quien luego lo distribuía a las refinerías. Los precios del petróleo eran establecidos por el Gobierno argentino a niveles que en general estaban significativamente por debajo de los precios internacionales.

En 1989, con la sanción de la Ley de Reforma del Estado y Emergencia Económica, se desreguló el sector hidrocarburífero. Los instrumentos específicos para desregular el mercado de hidrocarburos fueron los decretos N° 1055 del 10 de octubre de 1989, N° 1212 del 8 de noviembre de 1989 y N° 1589 del 27 de diciembre de 1989. El nuevo marco regulatorio incluyó lo siguiente: YPF devolvió áreas de exploración para su posterior licitación al sector privado; se licitaron áreas marginales; se licitaron áreas centrales de YPF, incluyendo grandes áreas; se podrían celebrar contratos con YPF para explorar y explotar ciertas áreas productivas. Adicionalmente, se estableció la libre disponibilidad de los hidrocarburos, se autorizó a exportar e importar, se autorizó la libre convertibilidad en divisas de los ingresos de los operadores en todos los eslabones de la cadena, se propuso la privatización de YPF y la promulgación de una nueva ley de hidrocarburos, que finalmente no fue sancionada. A partir de 1991 se eliminaron los precios oficiales del petróleo crudo y productos refinados, y a partir de 1994 se desreguló el precio de gas en boca de pozo.

La reforma del sector derivó en la libre fijación de precios y en un mercado más eficiente, como consecuencia de la participación de los actores del sector privado y la competencia.

Asimismo, la reforma incluyó la venta de la entonces empresa estatal YPF. Los activos fueron adquiridos por compañías extranjeras y argentinas, muchas de las cuales ya tenían presencia en el país en una o varias de las etapas del proceso de producción - refinación - comercialización. Las nuevas reglas introducidas en la década del noventa incentivaron una mayor y más amplia presencia de los grandes jugadores internacionales, tales como Repsol, Pioneer, Chevron, British Petroleum, El Paso Energy y Shell, y en el 2002 ingresaron al segmento Sipetrol y Petrobras. Las inversiones realizadas entre los años 1990 y 2002 permitieron incrementar sustancialmente los niveles de producción total de gas en aproximadamente un 83% y de petróleo en aproximadamente 37%. Las reservas de gas se incrementaron en un 23% y las reservas de petróleo aumentaron en un 40% durante el mismo período.

El negocio del gas también fue privatizado a principios de la década del 90. Gas del Estado S.E., la excompañía estatal que mantenía el monopolio del negocio, fue dividida en dos compañías transportistas, TGN y TGS, y en ocho compañías distribuidoras (y desde 1998 se incorporó una novena distribuidora). Por medio de la Ley N° 24.076 (norma que regula el funcionamiento del transporte y distribución del gas natural) se creó el ENARGAS. Actualmente la industria del gas en Argentina opera en un mercado privatizado, con operadores locales e internacionales. YPF domina el negocio de producción, mientras que el negocio de transporte es compartido entre TGN y TGS, quienes no pueden comercializar gas y deben garantizar el acceso gratuito e indiscriminado a los gasoductos.

La Ley de Emergencia Pública, sancionada en el año 2002, introdujo cambios a la dinámica del sector hidrocarburífero. Algunas de las disposiciones de dicha ley incluyeron retenciones a las exportaciones de hidrocarburos líquidos y sus productos derivados, límites al incremento de precios en el mercado del gas y ciertas restricciones a las exportaciones.

En lo que respecta a las cuestiones jurisdiccionales, con la sanción de la denominada Ley de Federalización de Los Hidrocarburos, sancionada en el año 2007, se otorgó a las provincias argentinas el dominio de las reservas de petróleo crudo y gas ubicadas dentro de sus territorios, quedando éstas facultadas para otorgar permisos y concesiones a empresas privadas.

En el año 2012, el Gobierno argentino resolvió la intervención estatal de YPF y entró en vigencia la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera (la “**Ley de Soberanía Hidrocarburífera**”), que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones, y asimismo declaró de utilidad pública y sujeto a

expropiación el 51% del capital de YPF representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Asimismo, declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital de Repsol YPF GAS S.A. representado por el 60% de las acciones clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas. Dicha ley estableció que las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF y Repsol YPF GAS S.A. fueran distribuidas del siguiente modo: el 51% perteneciente al Estado Nacional y el 49% restante sería distribuido entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

A su vez, en julio de 2012 el Gobierno argentino emitió el Decreto N° 1277/2012, mediante el cual se reguló la Ley de Soberanía Hidrocarburífera y se derogaron las disposiciones de los Decretos N° 1055/1989, 1212/1989 y 1589/1989 que establecían: (i) el derecho de disponer de la producción de hidrocarburos (destinada tanto al mercado interno como al de exportación), (ii) la libertad de precios y (iii) la exención de cualquier tasa, ley y/o retención a las exportaciones e importaciones de hidrocarburos. A su vez, por medio del Decreto N° 1277/2012 se crearon (i) la Comisión, y (ii) el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Las funciones de la Comisión fueron asignadas al ex MEyM mediante el Decreto N° 272/2015, norma que dispuso la disolución de la Comisión y modificó disposiciones del Decreto N° 1277/2012. El Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas se fusionó con el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, creado por la Resolución N° 407/2017, conforme a la Resolución 240/2017 emitida por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

En octubre de 2014 el Congreso sancionó la Ley N° 27.007, que modificó la Ley de Hidrocarburos Argentina en ciertos aspectos, principalmente relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales (no regulados en la Ley de Hidrocarburos), la extensión de las concesiones y la alícuota de las regalías, entre otras cuestiones.

Argentina es, junto con Venezuela, México y Brasil, uno de los principales jugadores del sector en Latinoamérica. La industria de petróleo y gas es una de las actividades más fuertes del país, y cuenta con una importante infraestructura, en especial en el sector petrolero. La industria del petróleo cuenta con oleoductos que unen las principales cuencas del país con los mercados locales y con salidas a los mercados internacionales, y con refinerías con capacidad suficiente para absorber la producción de crudo actual.

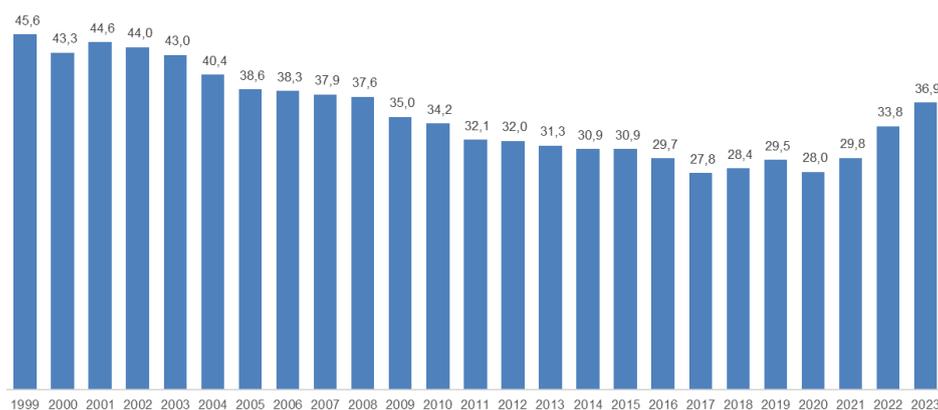
Adicionalmente, Argentina es el cuarto país del mundo con más recursos prospectivos de petróleo y el segundo país con más recursos prospectivos de gas proveniente de yacimientos no convencionales, con un estimado de 27 Bnbbbl y 802 Tcf respectivamente, al 31 de diciembre de 2022, siendo el país con más bloques produciendo de manera comercial fuera de Norteamérica. Por el momento, la Secretaría de Energía no ha realizado actualizaciones relativas a las cifras previstas anteriormente.

Es un mercado competitivo, con múltiples operadores y jugadores locales e internacionales. El sector es uno de los principales contribuyentes al fisco, a través de las retenciones (derechos) sobre las exportaciones.

Producción total

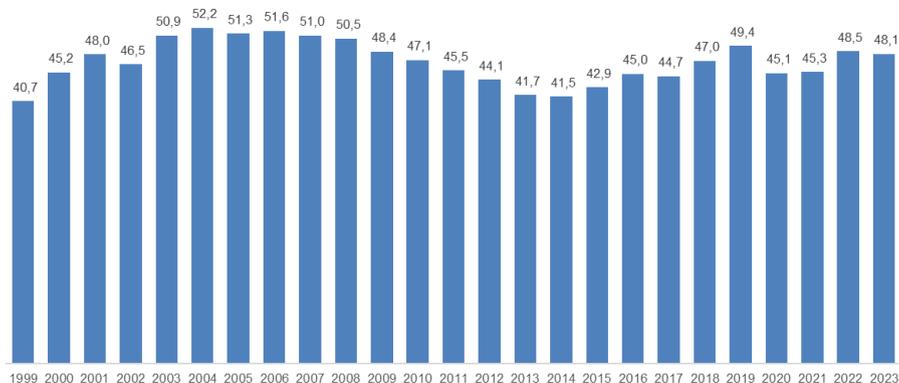
La producción de petróleo y gas experimentó un importante incremento durante la década de los 90s, luego de las privatizaciones del sector. Sin embargo, a partir de 1999 se puede apreciar una caída de los volúmenes producidos de petróleo. Esto se debe a bajos niveles de inversión inicialmente provocados por la baja del precio del petróleo del año 1998, la crisis política y económica sufrida por Argentina en 2001 y 2002 y los fuertes derechos de exportación. Posteriormente, la producción de petróleo y gas convencional decreció frente al surgimiento de la explotación de petróleo y gas no convencional, y sus correspondientes incentivos, los cuales modificaron los planes de inversión y producción en las principales compañías del mercado. Durante 2023, la producción argentina de petróleo convencional ha tenido el valor más alto de los últimos 10 años, logrando recuperar niveles cercanos a los de 2010. En el caso de la producción de gas, la misma también ha sido una de las mayores de los últimos 10 años, junto con las de los años 2019 y 2004. Los siguientes cuadros presentan la evolución de la producción de petróleo y gas en los últimos años (excluyendo aquellos obtenidos mediante producción no convencional).

Producción argentina de Petróleo (Mm3)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina.

Producción argentina de Gas (Mm3)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina

Cuencas sedimentarias

Si bien existen 24 cuencas sedimentarias conocidas en el país, que cubren un área de aproximadamente 1.850.000 km², la producción comercial está concentrada en la actualidad en cinco cuencas: cuenca Neuquina, cuenca del Golfo San Jorge, cuenca Austral, cuenca Cuyana y cuenca Noroeste.

La distribución por cuencas sedimentarias de la producción de petróleo y gas natural en Argentina para el año 2023 fue la siguiente (excluyendo la producción a partir de explotación no convencional):

Cuenca	Mm3 de Crudo	% del Total	MMm3 de Gas	% del Total
NEUQUINA	23,33	63,3%	33,34	69,3%
GOLFO SAN JORGE	11,64	31,6%	9,29	19,3%
CUYANA	0,99	2,7%	4,12	8,6%
AUSTRAL	0,63	1,7%	0,05	0,1%
NOROESTE	0,27	0,7%	1,30	2,7%
Total general	36,87	100%	48,11	100%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina.

La distribución por provincias de la producción de petróleo y gas natural para el año 2023 fue la siguiente (excluyendo la producción a partir de explotación no convencional):

Provincia	Mm3 de Crudo % del Total	MMm3 de Gas	% del Total	
Chubut	7,91	21,5%	2,80	5,8%
Estado Nacional	0,17	0,5%	4,54	9,4%
Formosa	0,04	0,1%	0,01	0,0%
Jujuy	0,01	0,0%	0,00	0,0%
La Pampa	0,83	2,2%	0,25	0,5%
Mendoza	3,19	8,7%	0,57	1,2%
Neuquén	19,13	51,9%	31,26	65,0%
Rio Negro	1,18	3,2%	1,31	2,7%
Salta	0,21	0,6%	1,29	2,7%
Santa Cruz	3,95	10,7%	3,36	7,0%
Tierra del Fuego	0,24	0,6%	2,71	5,6%
Total general	36,87	100%	48,11	100%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina.

Cada cuenca comprende diversos yacimientos, siendo Loma Campana, La Amarga Chica, Manantiales Behr, Bandurria Sur y Baja del Palo Oeste los más productivos en petróleo. En el caso del gas natural, los yacimientos con mayor nivel de producción son Fortín de Piedra, Carina-Fénix-Orión-Orión Norte-Orión Oeste, El Mangrullo, Rincón del Mangrullo y Aguada Pichana este.

Operadores

Bajo muy diversos marcos jurídicos y contractuales, desde varias décadas antes de la privatización de YPF, diversas áreas y yacimientos eran operados o explotados por empresas privadas. En algunos casos lo hacían por medio de contratos con la empresa estatal, en otros por cuenta propia reteniendo la propiedad de los hidrocarburos extraídos. En la mayor parte de los casos la concesión de estos yacimientos está compartida entre varias empresas, siendo generalmente sólo una de ellas la operadora (usualmente la empresa que posee el mayor porcentaje de la concesión).

A continuación, se presenta un cuadro con la distribución porcentual por operador de la producción de petróleo en 2023 (excluyendo aquel extraído mediante explotación no Convencional):

Operadores	M3 de Crudo	% del Total
YPF S.A.	18,11	49,1%
PAN AMERICAN ENERGY SL	6,03	16,3%
VISTA ENERGY ARGENTINA SAU	2,60	7,0%
PLUSPETROL S.A.	1,67	4,5%
SHELL ARGENTINA S.A.	1,66	4,5%
CGC ENERGIA SAU	1,01	2,7%
TECPETROL S.A.	0,90	2,5%
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	0,67	1,8%
CAPEX S.A.	0,54	1,5%
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	0,49	1,3%
Petrolera Aconcagua Energia S.A.	0,47	1,3%
EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0,44	1,2%
TOTAL AUSTRAL S.A.	0,43	1,2%
KILWER S.A.	0,40	1,1%
Otros operadores	1,43	3,9%
Total general	36,87	100%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía

El petróleo crudo es vendido por los productores locales en el mercado doméstico, mientras que es usual que los grandes productores exporten parte de su producción. Los precios del crudo se pactan tomando como referencia el *Brent* menos un descuento comercial que varía por cuenca.

A continuación, se presenta un cuadro con la distribución porcentual por operador de la producción de gas natural en 2023 (excluyendo aquel extraído mediante explotación no convencional):

Operadores	Mm3 de gas	% del Total
YPF S.A.	12,47	25,9%
TOTAL AUSTRAL S.A.	10,66	22,2%
PAN AMERICAN ENERGY SL	6,48	13,5%
TECPETROL S.A.	6,40	13,3%
PAMPA ENERGIA S.A.	3,69	7,7%
PLUSPETROL S.A.	2,18	4,5%
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	1,58	3,3%
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	0,92	1,9%
CGC ENERGIA SAU	0,63	1,3%
CAPEX S.A.	0,63	1,3%
VISTA ENERGY ARGENTINA SAU	0,43	0,9%
PLUSPETROL ENERGY S.A.	0,36	0,8%
OILSTONE ENERGIA S.A.	0,32	0,7%
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	0,25	0,5%
EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0,24	0,5%
Otros operadores	0,88	1,8%
Total general	48,11	100%

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina

Según el ENARGAS, en el año 2023, aproximadamente el 33,22% de la producción de gas natural obtenida por el conjunto de los operadores tiene como destino a las redes del mercado residencial a través de los transportistas, mientras que el resto es consumido en los yacimientos o inyectado en la formación, entregado a comercios, industrias, centrales eléctricas y a otros productores, retenido en plantas propias o de terceros, o exportado directamente.

Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina

El siguiente es un resumen de ciertas disposiciones de las leyes y normas de Argentina aplicables a la industria del petróleo y el gas y a PCR. El presente resumen no tiene por objeto constituir un análisis exhaustivo de todas las leyes y normas aplicables a la industria del petróleo y el gas. Se recomienda consultar con sus respectivos asesores legales y comerciales a fin de efectuar un análisis más detallado de las mismas.

Características Generales

La industria hidrocarburífera está fundamentalmente regulada por la Ley N° 17.319 con sus modificatorias (la “**Ley de Hidrocarburos**”), la Ley N° 26.197 (“**Ley de Federalización de los Hidrocarburos**” o también denominada “**Ley Corta**”) y la Ley N° 27.007, sancionada en octubre de 2014, que modificó varios aspectos establecidos en la Ley de Hidrocarburos, las cuales establecen el marco legal general para la exploración y producción de petróleo y gas en Argentina. La Ley N° 27.007, además de introducir cambios vinculados principalmente con los plazos y prórrogas de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación, los cánones y las alícuotas de regalías, y la incorporación de las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, incorpora también el régimen de promoción para la industria establecido bajo el Decreto N° 929/13. La Ley del Gas Natural N° 24.076, sancionada y promulgada en 1992 (la “**Ley del Gas Natural**”), establece las bases para desregular la industria del transporte y la distribución de gas natural y crea el Ente Nacional Regulador del Gas (“**ENARGAS**”).

El 24 de septiembre de 1992, el Congreso Nacional promulgó la Ley N° 24.145 que aprobó la transferencia del dominio de las reservas de hidrocarburos a las provincias en donde se encuentran ubicadas. Sin embargo, esta ley estableció que la transferencia estaba sujeta a la promulgación de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos. La Ley N° 24.145, entonces, reconoció a las provincias una serie de derechos, entre los cuales se incluyen: (i) el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios, (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes y nuevos, (iii) la aprobación de su cesión, (iv) la revocación de los permisos, concesiones y contratos como consecuencia de incumplimientos graves o por causas que se indican en la Ley de Hidrocarburos, (v) la imposición de sanciones, y (vi) el ejercicio, en general, de todas las facultades

inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

En octubre de 1994, se reformó la Constitución Nacional y, de conformidad con el artículo 124 de la misma, se les otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios. En este contexto, en agosto de 2003, el Decreto N° 546/03 transfirió a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos en determinados lugares designados como “áreas de transferencia”, así como también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales. A su vez, con la sanción de la Ley N° 26.197, el dominio eminente de las reservas de hidrocarburos se trasladó a las provincias y esto tuvo consecuencias prácticas en relación con el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, la recaudación de regalías y el nivel de participación de las autoridades nacionales y provinciales.

El Gobierno Nacional conservó todos los derechos en relación con las áreas que se encuentren a más de 12 millas de la costa y la facultad de otorgar concesiones de transporte respecto de: (i) concesiones de transporte ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias, y (ii) concesiones de transporte directamente relacionadas con oleoductos para fines de exportación.

Adicionalmente, la Ley N° 25.943, sancionada el 20 de octubre de 2004, creó una empresa estatal de energía denominada Energía Argentina Sociedad Anónima (“**ENARSA**”), cuyo objetivo es desarrollar, a través de terceros o asociada a terceros, (i) el estudio, exploración y explotación de reservas naturales de hidrocarburos, (ii) el transporte, procesamiento y venta de hidrocarburos y sus derivados directos e indirectos, (iii) el transporte y distribución de gas natural y (iv) la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. Conforme lo previsto en el Decreto N° 882/2017, ENARSA se fusionó por absorción con EBISA, convirtiéndose en Integración Energética Argentina S.A. (“**IEASA**”). Sin embargo, en el año 2022 IEASA volvió a ser denominada “ENARSA”.

En mayo de 2012 se sancionó la Ley N° 26.741 (“**Ley de Soberanía Hidrocarburífera**”), la cual faculta al Poder Ejecutivo Nacional, como autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, a arbitrar las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de la ley (i.e. autoabastecimiento, exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, entre otros) con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

Aún privatizada, la industria del petróleo y gas continúa siendo fuertemente regulada, particularmente en lo que respecta a la adjudicación de derechos de exploración y producción, las restricciones a la producción y exportación, impuestos y derechos sobre la producción bruta y las obligaciones específicas de inversión relacionadas con las actividades de perforación y otros controles ambientales y obras.

Ley de Soberanía Hidrocarburífera también declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. Los principios generales de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera fueron reglamentados por el Decreto N° 1277/2012, emitido en julio de 2012.

Asimismo, mediante el Decreto N° 1277/2012, reglamentario de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, el Gobierno argentino derogó aquellas disposiciones de los Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1589/89 (los “**Decretos de Desregulación del Petróleo**”) que establecían: (i) el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos (tanto para comercializarlos en el mercado doméstico como para exportarlos), (ii) la libre fijación de precios; y (iii) la exención de todo arancel, derecho y/o retención sobre las exportaciones e importaciones de hidrocarburos. La norma establece como objetivos principales:

- aumentar las inversiones en toda la cadena de producción hidrocarburífera;
- la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- la promoción de la industrialización y comercialización de hidrocarburos con alto valor agregado, y

- la protección de los intereses de los consumidores.

Posteriormente, el 30 de octubre de 2014, el Congreso promulgó la Ley N° 27.007, la cual modificó ciertos aspectos de la Ley de Hidrocarburos, fundamentalmente en lo atinente a la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de fuentes no convencionales (los cuales no estaban regulados bajo el régimen anterior), prórrogas del plazo de las concesiones y tasas de regalías.

La Ley No. 27.007 también establece que el Estado Nacional deberá incorporar al “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” (creado mediante el Decreto N° 929/13) a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a U\$S250.000.000, calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto (el “**Régimen de Promoción de Inversión**”). Con anterioridad a esta modificación de la Ley No. 27.007, los beneficios de este régimen aplicaban únicamente a los proyectos con una inversión de más de U\$S1.000 millones en un periodo de 5 años.

Los beneficios bajo el Régimen de Promoción de Inversión se reconocerán después del tercer año desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos, y contemplarán el derecho a vender hasta 20% de la producción del proyecto a precios de los mercados internacionales para proyectos convencionales o no-convencionales, y 60% de la producción para proyectos costa afuera (*offshore*). Serán considerados proyectos costa afuera (*offshore*) aquellos en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre el alta y la baja marea supere los 90 metros.

La Ley No. 27.007 también establece dos contribuciones pagaderas a las Provincias en relación con los proyectos amparados en este Régimen de Promoción de Inversión: (i) 2,5% del monto de la inversión inicial que será destinado a proyectos de responsabilidad social empresaria, a ser pagado por el titular del proyecto, y (ii) una contribución que tomará en cuenta la magnitud y el alcance del proyecto para financiar obras de infraestructura en la provincia relevante, a ser pagado por el Gobierno de Argentina.

La Ley No. 27.007 establece que el Gobierno de Argentina y las Provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades en materia de hidrocarburos.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación constituyen un derecho adquirido que no puede extinguirse sin indemnización legal. Sin embargo, las autoridades provinciales competentes tienen derecho a revocar estas licencias en caso de incumplimiento de las condiciones del permiso o la concesión por parte del licenciario (artículo 80 de la Ley N° 17.,319). Los licenciarios también pueden renunciar parcial o totalmente, en cualquier momento, a la superficie de un permiso o concesión. Si se renuncia a un permiso de exploración, el licenciario estará obligado a pagar los montos de inversión comprometidos y no cumplidos (artículos 20 y 81 de la Ley N° 17.,319).

Además, las expropiaciones en Argentina están reguladas por la Ley Federal de Expropiaciones, N° 21.,499, que no incluye disposiciones específicas para las licencias de petróleo y gas.

Por último, es importante mencionar que nuestras concesiones argentinas se rigen por las leyes de Argentina y la resolución de cualquier controversia que afecte al Gobierno argentino debe recurrirse a los tribunales federales, aunque los tribunales provinciales pueden tener jurisdicción sobre determinados asuntos.

Ley de Federalización

La Ley N° 24.145 (“**Ley de Federalización**”) modificó la Ley de Hidrocarburos, estableciendo que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos pertenecen al Gobierno Nacional o a los Gobiernos Provinciales, según el territorio en el que estén ubicados.

Los yacimientos ubicados en el área que se extiende entre las 12 millas náuticas de la línea costera y el límite exterior de la plataforma continental pertenecen al Gobierno Nacional. Todos los yacimientos que se encuentran en sus territorios y los ubicados en el mar adyacente a la costa, hasta una distancia de 12 millas náuticas seguirán siendo de propiedad de las Provincias y la Ciudad de Buenos Aires, según sea el caso. En virtud de la Ley de Federalización, el Congreso Argentino continuará sancionando leyes y reglamentaciones para desarrollar recursos hidrocarbúricos a lo largo de todo el territorio argentino (incluyendo los recursos marinos), pero los gobiernos de las provincias en las que se encuentren

ubicadas las reservas de hidrocarburos serán responsables de la aplicación de dichas leyes y reglamentaciones, y de la administración de los yacimientos hidrocarburíferos, y actuarán como autoridades concedentes de los permisos de exploración y concesiones de explotación. Por consiguiente, aunque la Ley de Federalización estableció que las provincias serán responsables de la administración de los yacimientos, el Estado Nacional mantuvo la facultad de determinar la política energética a nivel nacional.

La Ley de Federalización también transfirió a las Provincias pertinentes, por imperio de la ley, todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de petróleo y gas, así como otros tipos de contratos de exploración y/o explotación suscriptos con el Gobierno Nacional, sin afectar los derechos u obligaciones de los titulares de permisos o concesiones.

Además, la Ley de Federalización estableció que las regalías sobre hidrocarburos adeudadas en la fecha de vigencia de la ley sean pagaderas a las provincias donde los respectivos yacimientos están ubicados, de conformidad con las disposiciones de los respectivos permisos o contratos de concesión. Antes de la sanción de la Ley de Federalización, las regalías también se abonaban directamente a las Provincias en virtud de las Resoluciones N° 155/92 y 435/04 de la Secretaría de Energía.

Del mismo modo, las Provincias (así como el Gobierno Nacional en relación con los yacimientos ubicados en jurisdicción federal) tendrán las facultades establecidas en la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones complementarias para otorgar permisos y concesiones respecto de los yacimientos ubicados en sus respectivos territorios y para determinar las autoridades de aplicación. No obstante, la Ley de Federalización establece que las políticas energéticas federales serán implementadas por el Poder Ejecutivo Nacional.

Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP)

Con fecha 28 de mayo de 2022 se aprobó mediante Decreto N° 277/2022 (y su reglamentario Decreto N° 484/2022 del 12 de agosto del 2022) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos con el objetivo de fomentar la producción en el sector de hidrocarburos, generando incentivos mediante el otorgamiento de canales de acceso a divisas sin sujeción a autorización previa del BCRA.

De esta manera, se constituyeron dos regímenes de acceso al mercado de cambios para incrementar inversiones vinculadas a la producción de petróleo crudo y gas natural que estarán subordinados a un tercer régimen de promoción del empleo, el trabajo y el desarrollo de proveedores en la industria regional y nacional hidrocarburífera:

Beneficiarios: Aquellos sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o Ciudad Autónoma de Buenos Aires y que:

- a) Se adhieran al RADPIP (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados).
- b) Obtengan producción incremental de petróleo crudo.
- c) Cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.
- d) En caso de ser beneficiarios del mismo, cumplan con las obligaciones previstas en el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (Decreto N° 892/2020).

Cálculo Línea Base: La Línea Base será el total de petróleo crudo acumulado por el beneficiario (incluidas sus subsidiarias o empresas productoras del mismo grupo económico dentro del país), durante el 2021, en todas las áreas sobre las que detente una concesión, según los datos oficiales presentados a la Secretaría de Energía al día 28 de mayo de 2022.

Cálculo Producción Incremental: Una vez obtenida la Línea Base, se obtendrán los datos de la Producción Incremental Anual y la Producción Incremental Trimestral:

- a) Producción Incremental Anual: Diferencia entre la producción efectiva de los últimos 12 meses y la Línea Base.
- b) Producción Incremental Trimestral: La cuarta parte de la Producción Incremental Anual.

Incentivos: El beneficiario gozará de los beneficios del RADPIP sobre un porcentaje de su producción incremental en base trimestral. El Volumen de Producción Incremental Beneficiado (“VPIB”) base será el 20% de la Producción Incremental Trimestral, pudiendo el mismo ser aumentado por distintas circunstancias:

- a) En la cantidad de puntos porcentuales equivalentes a 1/5 del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Petróleo Crudo.
- b) En hasta 5% si el beneficiario puede contrarrestar el declino técnico vinculado con la explotación convencional.
- c) En hasta 2% si la producción incremental de petróleo es obtenida a partir de pozos de baja productividad o previamente inactivos o cerrados, junto con terceros recuperadores.
- d) En hasta 2% cuando la Producción Incremental Anual se obtenga contratando al menos el 10% de los servicios de fractura de Empresas Regionales o Nacionales.
- e) En hasta 2% cuando el beneficiario incremente su inversión, o inicien un nuevo proceso de inversión, en exploración y explotación de petróleo en áreas marginales o en áreas con producción convencional exclusiva con declinación productiva. La inversión debe ser de U\$S 5.000.000 en un plazo máximo de 2 años una vez adherido al RADPIP.

Acceso al mercado de cambios: Se tendrá acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su VPIB (valuado en base a cotización "ICE Brent primera línea" de los últimos 12 meses neto de derechos de exportación, pero incorporando primas/descuentos por calidad del crudo), para los siguientes destinos (neto de derechos de exportación, incorporando primas o descuentos de la calidad del crudo, según se reglamente):

- a) Pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes.
- b) Pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados.
- c) Repatriación de inversiones directas de no residentes.

Por su parte, la Comunicación "A" 7.626 (complementaria al Decreto N° 277/2022 y su reglamentario Decreto N° 484/2022), establece que el cliente que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural" podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar:

- a) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes.
- b) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de servicios.
- c) Pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos previstos en los Puntos 3.4.1. a 3.4.3.
- d) Pagos de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.
- e) Pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera en el marco de refinanciación de vencimientos de capital de pasivos, hasta el 31 de diciembre de 2023.
- f) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

En todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables a la operación en virtud de la normativa cambiaria vigente.

Asimismo, en virtud de lo dispuesto por la Comunicación "A" 7.626, los beneficiarios deberán nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las "certificaciones por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/2022 y su reglamentario Decreto N° 484/2022)" y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios.

Transferencia de beneficio: se podrán transferir los beneficios a proveedores directos del beneficiario.

A través de la Resolución SE 13/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación, se aprobaron las Condiciones Generales del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP), como Anexo I de la Resolución. Las Condiciones Generales contienen disposiciones relativas a: (i) definiciones; (ii) metodología de adhesión; (iii) determinación de la línea base de producción para el cálculo del beneficio; (iv) solicitud del beneficio; (v) producción incremental trimestral; (vi) volumen de producción incremental beneficiado e incentivos específicos; (vii) determinación del monto del beneficio y otorgamiento; (viii) transferencia del beneficio; (ix) destino del beneficio; (x) auditoría.

Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN)

Beneficiarios: Aquello sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras del Estado Nacional que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o CABA y que:

- a) Se adhieran al RADPIGN (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados).
- b) Sean adjudicatarios en cumplimiento de volúmenes de inyección de gas natural base sobre 365 días al año, en las subastas o concursos de precios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (Decreto N° 892/2020).
- c) Obtengan niveles de inyección incremental respecto de la línea base de inyección.
- d) Cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.

Cálculo Línea Base de Inyección: La Línea Base de Inyección será el volumen de inyección diaria promedio anual de gas natural del año 2021, con medición aprobada por la Autoridad de Aplicación y el ENARGAS, y efectivamente inyectado, incluyendo la producción *off system*, todo proveniente de áreas propias, incluyendo la de sus subsidiarias o empresas productoras del mismo grupo económico dentro del país.

Cálculo Inyección Incremental: Una vez obtenida la Línea Base de Inyección, se obtendrán los datos de la Inyección Incremental, siendo la misma el promedio diario excedente, respecto de la Línea Base de Inyección, del volumen de gas natural efectivamente inyectado por el beneficiario. El volumen efectivamente inyectado será la inyección diaria promedio de los últimos 12 meses precedentes.

Incentivos: El beneficiario gozará de los beneficios del RADPIGN sobre un porcentaje de su Inyección Incremental en base trimestral. El Volumen de Inyección Incremental Beneficiado (“VIIB”) base será el 30% de la Inyección Incremental multiplicada por la cantidad de días del trimestre, pudiendo el mismo ser aumentado por distintas circunstancias:

- a) En la cantidad de puntos porcentuales equivalentes a 1/5 del porcentaje de Cobertura del Mercado Interno de Gas Natural.
- b) En hasta 5% si el beneficiario puede contrarrestar el declino técnico vinculado con la explotación convencional.

Acceso al mercado de cambios: Se tendrá acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su VIIB (valuado al precio promedio ponderado de exportación de los últimos 12 meses) del conjunto del sistema), para los siguientes destinos:

- a) Pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residentes.
- b) Pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados.
- c) Repatriación de inversiones directas de no residentes.

A través de la Resolución SE 13/2023 de la Secretaría de Energía de la Nación, se aprobaron las Condiciones Generales del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (RADPIGN), como Anexo II de la Resolución. Las Condiciones Generales contienen disposiciones relativas a: (i) definiciones; (ii) metodología de adhesión; (iii) determinación de la línea base de inyección para el cálculo del beneficio; (iv) solicitud del beneficio; (v) inyección incremental trimestral; (vi) volumen de inyección incremental beneficiado e incentivos específicos; (vii) determinación del monto del beneficio y otorgamiento; (viii) transferencia del beneficio; (ix) destino del beneficio; (x) auditoría.

Exploración y Producción

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina deben llevarse a cabo mediante permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de servicios de producción, o contratos de asociación.

Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos permite el reconocimiento de la superficie de territorios no cubiertos por permisos de exploración o concesiones de explotación, con la autorización de la Secretaría de Energía y el permiso del propietario del terreno. La información obtenida mediante el reconocimiento superficial debe suministrarse a la autoridad. Pesa sobre ésta la prohibición de divulgar dicha información durante un período de dos años sin la autorización previa de la parte que realizó el reconocimiento, excepto en relación con el otorgamiento de un permiso de exploración o concesiones de producción.

La Ley de Hidrocarburos establece la exigencia de que los permisos de exploración y las concesiones de explotación se otorguen mediante licitación competitiva y fija el principio según el cual esta atribución se mantiene en cabeza de las Provincias o del Estado Nacional, según corresponda. Adicionalmente, la Ley N° 27.007 propone la elaboración de un pliego modelo que será elaborado conjuntamente por la Secretaría de Energía y las autoridades provinciales, al que deberán ajustarse los llamados a licitación dispuestos por las autoridades de aplicación de la ley. La Ley N° 27.007 introduce un criterio concreto para la adjudicación de permisos y concesiones al incorporar el parámetro concreto de “*mayor inversión o actividad exploratoria*”, como definitorio en caso de igualdad de ofertas, a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda.

La Ley N° 27.007 establece nuevos plazos para los permisos de exploración y concesiones de explotación:

Permisos de exploración

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo con el objetivo de la exploración (convencional o no convencional), conforme el siguiente detalle:

- (i) exploración convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de hasta tres (3) años cada uno, más una prórroga facultativa de hasta cinco (5) años. De esta manera se reduce de catorce (14) a once (11) años la extensión máxima posible de los permisos de exploración;
- (ii) exploración no convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de cuatro (4) años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco (5) años, es decir hasta un máximo de trece (13) años; y
- (iii) exploración en la plataforma continental y en el mar territorial: cada uno de los períodos del Plazo Básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un (1) año.

Al finalizar el primer período del plazo básico el titular del permiso de exploración decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. Se podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso. Al término del plazo básico el titular del permiso de exploración restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente.

Concesiones de explotación

Las concesiones de explotación tendrán el siguiente plazo de vigencia, el cual se contará desde la fecha de la resolución que las otorgue:

- (i) concesión de explotación convencional: veinticinco (25) años;
- (ii) concesión de explotación no convencional: treinta y cinco (35) años, que incluye un “Período de Plan Piloto” de hasta 5 años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la autoridad de aplicación al momento de iniciarse la concesión; y
- (iii) concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.

Asimismo, con una antelación no menor a un año al vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar indefinidas prórrogas por un plazo de diez (10) años siempre que haya cumplido con sus obligaciones como concesionario de explotación, se encuentre produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presente un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión.

La Ley N° 27.007 elimina la restricción a la titularidad de más de cinco (5) permisos de exploración y/o concesiones de explotación de manera simultánea, ya sea en forma directa o indirecta, prevista en la Ley de Hidrocarburos.

En el supuesto de que los titulares de permisos de exploración descubran cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, dicho titular tiene derecho a obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de recursos pertinentes. La concesión de producción confiere a su titular el derecho exclusivo de producir petróleo y gas del área pertinente cubierta por la concesión durante el plazo establecido en el artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos (más, en determinados casos, parte del plazo no vencido del permiso de exploración subyacente), que puede ser prorrogado por

las autoridades pertinentes. Una concesión de producción también faculta a su titular a obtener una concesión de transporte para el transporte del petróleo y el gas producido.

Bajo la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción deben llevar a cabo todas las tareas necesarias para encontrar o extraer hidrocarburos, empleando las técnicas más eficientes y para efectuar las inversiones especificadas en sus respectivos permisos o concesiones. Asimismo, tales titulares de los permisos de exploración y concesiones para la producción deben evitar daños a los yacimientos petrolíferos y desperdicio de hidrocarburos, arbitrar los medios necesarios para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, la industria pesquera, las redes de comunicación y la capa freática y cumplir con todas las leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales aplicables.

Los permisos de exploración y las concesiones de producción o transporte son susceptibles de caducidad en caso de falta de pago de los cánones o las regalías o incumplimiento de las leyes, reglamentaciones aplicables o los términos de la concesión o en caso de quiebra del concesionario. Operado el vencimiento o producida la caducidad de una concesión de producción, los pozos de petróleo y gas, los equipos de operación y mantenimiento y las instalaciones auxiliares revierten automáticamente al Gobierno Nacional o Provincial, según corresponda, sin que medie pago alguno al concesionario.

La concesión puede ser cedida en su totalidad o en parte, con la previa autorización del Poder Ejecutivo de la Nación.

La Ley de Hidrocarburos Argentina establece que un concesionario de explotación, dentro de una determinada área de concesión, puede solicitar la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación de hidrocarburos no convencionales y el otorgamiento de una nueva concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales. Dicha solicitud deberá basarse en la elaboración de un plan piloto que, de acuerdo con criterios técnico-económicos aceptables, pretenda desarrollar comercialmente el yacimiento no convencional.

La Ley de Hidrocarburos Argentina también señala que los titulares de una concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una sola concesión de explotación no convencional, siempre que el titular demuestre la continuidad geológica de las mismas. Dicha solicitud deberá basarse en el desarrollo del plan piloto referido en el párrafo anterior.

De conformidad con la Ley de Federalización, ciertos derechos de exploración y producción otorgados por el Gobierno Nacional sobre los yacimientos hidrocarburíferos ubicados en las Provincias (incluyendo los ubicados en las aguas adyacentes a sus costas) se transfirieron a dichas Provincias. Bajo este régimen, las Provincias tendrán el derecho de (i) control y vigilancia de los contratos concesión y explotación; (ii) exigir el cumplimiento de los términos y condiciones de los contratos de concesión y explotación; (iii) aprobar la prórroga de los plazos de los contratos de concesión y explotación; e (iv) imponer cargos.

Adicionalmente, en virtud del Decreto N° 1277/2012, reglamentario de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos deberán presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, donde deberán incluir un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: (a) su plan de inversiones en exploración; (b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y (c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas. El 29 de diciembre de 2015 y por medio del Decreto N° 272/2015 se modificó el Decreto N° 1277/2012 (eliminandose varios artículos del mismo) y se dispuso la disolución de la Comisión pasando a ejercer sus funciones remanentes el ex MEyM. Paralelamente y con la finalidad de garantizar la conservación de las reservas, la Comisión (cuyas facultades son actualmente ejercidas por la Secretaría de Energía) establece los criterios que las empresas dedicadas a la exploración deberán respetar al elaborar su Plan Anual de Inversión.

Luego de más de dos décadas sin que se licitase el otorgamiento de permisos de exploración costa afuera (*“offshore”*), el 2 de octubre de 2018 se publicó el Decreto N° 872/2018 en el Boletín Oficial de la República Argentina, el cual ordenó a la Secretaría de Energía a convocar a licitación pública internacional para el otorgamiento de permisos de exploración sobre 38 áreas costa afuera, ubicadas en el mar territorial argentino bajo jurisdicción federal. El 6 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 65/2018 de la Secretaría de Energía, por medio de la cual ésta convocó a la mencionada licitación y aprobó el pliego de bases y condiciones a tal efecto. Luego de acreditar determinadas capacidades técnicas y financieras durante la etapa de precalificación, los interesados presentaron sus ofertas el 16 de abril de 2019 a través de un acto público que contó con la presencia de variadas empresas internacionales y oficiales de la Secretaría de Energía. En dicho acto se recibieron ofertas para 18 de las áreas licitadas por un total de aproximadamente U\$S724 millones. Cinco de dichas áreas recibieron más de una oferta, mientras que un solo consorcio de oferentes ofreció un Bono de Entrada de U\$S5 millones en adición a las inversiones en unidades de trabajo ofrecidas. Como resultado, el

17 de mayo de 2019 se publicó la adjudicación de dichas áreas a través de la Resolución N° 276/2019 de la Secretaría de Energía.

El 14 de diciembre de 2022 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones 765/2022 y 766/2022 de la Secretaría de Energía, mediante las cuales se resolvió otorgar una extensión de 2 años al plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración otorgado a determinadas empresas.

Transporte

La Ley de Hidrocarburos provee a los productores de hidrocarburos el derecho a obtener del Gobierno argentino una concesión para el transporte de petróleo, gas y productos derivados a través de una licitación pública, por un periodo equivalente al concedido para la concesión de explotación vinculada a la concesión de transporte. Una vez transcurrido el plazo original y todas las prórrogas pertinentes, las instalaciones se revertirán en favor de gobierno federal o provincial, según sea el caso.

Con la reforma de la Ley N° 27.007, las concesiones de transporte, que hasta ese momento se otorgaban por treinta y cinco (35) años, comenzarían a ser otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, más la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta diez (10) años más cada una. De esta forma, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo básico de veinticinco (25) años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de treinta y cinco (35) años, más los plazos de prórroga que se otorguen. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

De acuerdo con la Ley de Federalización, el Gobierno Nacional y los gobiernos provinciales deben prever, dentro de los 180 días siguientes a la sanción de esa ley, la transferencia a las jurisdicciones provinciales de todas las concesiones de transporte asociadas con las concesiones de producción a transferir. La Ley de Federalización también establece que el Gobierno Nacional será la autoridad otorgante respecto de todas las instalaciones de transporte de hidrocarburos que cubren dos o más Provincias o que están destinadas directamente a exportaciones. Todas las licencias de transporte cuyos límites comiencen y finalicen en la misma jurisdicción provincial y que no estén directamente destinados a exportaciones deben transferirse a las Provincias.

El Decreto N° 44/91 del Poder Ejecutivo Nacional reglamentó 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. Dicho decreto ha sido implementado por la Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1460/06 que estableció las regulaciones técnicas aplicables a los oleoductos, poliductos, terminales marítimas e infraestructura complementarias otorgadas en concesión en los términos de la Ley de Hidrocarburos y el Decreto N° 44/91.

El concesionario de transporte tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos derivados del petróleo y a construir y operar oleoductos y gasoductos, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, rutas, ferrocarriles, y otras instalaciones y equipos que resulten necesarios para un eficiente sistema de transporte de petróleo, gas y derivados del petróleo. Si bien 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.

Las tarifas de transporte están sujetas a la aprobación del ENARGAS o la Secretaría de Energía, dependiendo de si se trata de transporte de gas natural o de petróleo crudo, respectivamente. La Resolución N° 5/04 de la Secretaría de Energía, (prorrogada por las Resoluciones SE N° 963/2004 y 972/2005, y complementada/modificada por la Resolución SE N° 118/2011, la Resolución SE N° 926/2013 -modificada a su vez por la Resolución 49-E/2017 del ex MEyM-, la Resolución N° 158/2017 del ex MEyM, y la Resolución N° 267-E/2017 del ex MEyM) aprueba:

- (i) las tarifas máximas de transporte de hidrocarburos por oleoductos y poliductos, y las tarifas de almacenaje, uso de boyas y manipuleo de hidrocarburos líquidos; y
- (ii) el descuento máximo a aplicar en concepto de transporte de petróleo crudo para el pago de regalías petrolíferas, en el caso de aquellos productores que, a la fecha de la resolución, efectúan dicha deducción respecto de los oleoductos propios no tarifados que transportan su producción.

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 Gobierno Nacional o provincial, según corresponda.

Adicionalmente, en virtud del Decreto N° 1277/2012 (modificado por el Decreto N° 272/2015), reglamentario de la Ley de Soberanía Hidrocarbúrfica, las empresas dedicadas a la comercialización y el transporte de hidrocarburos deberán

presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, en el cual deberán detallar sus metas cuantitativas en materia de comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles.

El 7 de febrero de 2019, a través del Decreto N° 115/2019, se modificaron ciertas disposiciones del Decreto N° 44/1991:

- Reemplaza la definición de “Poliducto” e “Hidrocarburos Líquidos”
- Las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transportes de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, se ajustarán cada cinco (5) años. Si con anterioridad a la finalización de ese período ocurrieran variaciones significativas en los indicadores de base para los cálculos tarifarios, a solicitud del concesionario, esas tarifas podrán ser revisadas por la Autoridad de Aplicación. Para el financiamiento y amortización de nuevas inversiones, la Autoridad de Aplicación podrá contemplar un período mayor para la vigencia del cálculo tarifario.
- La capacidad disponible (diferencia entre la capacidad máxima de transporte del conducto y las necesidades propias del transportador aprobadas por la Autoridad de Aplicación) deberá ser declarada anualmente por los concesionarios de transporte, conforme al procedimiento que establezca la Autoridad de Aplicación.
- El plazo de las concesiones de transporte que se adjudiquen mediante el procedimiento de concurso o licitación previsto en la Sección 5ª del Título II de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias será de treinta y cinco (35) años, contados desde la fecha de su otorgamiento. Los concesionarios podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones, se encuentren transportando hidrocarburos al momento de solicitar la prórroga y presenten un plan de trabajo e inversiones asociadas. Aquellas concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a la entrada en vigencia del Decreto No. 115/2019, se regirán por los términos y condiciones de su otorgamiento.
- Los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos que se otorguen a partir de la entrada en vigencia del Decreto N° 115/2019 y los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas con anterioridad a esa fecha, respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones efectuadas con posterioridad a esa misma fecha, podrán asegurar capacidad de servicio en firme a cualquier cargador interesado mediante contratos de reserva de capacidad. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes. La capacidad no contratada y la capacidad contratada no utilizada quedarán sujetas a la tarifa que apruebe la Autoridad de Aplicación.¹
- En los casos de cesión de una concesión de transporte, la extinción de la concesión de explotación del cedente, cualquiera fuera su causa, no afectará la vigencia de la concesión de transporte.
- La Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias establecerá el procedimiento para las ampliaciones de capacidad de los ductos existentes.
- La Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias determinará los términos y condiciones de los concursos a ser convocados sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte.
- Faculta a la Autoridad de Aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias para que convoque a concurso o licitación pública para la adjudicación de una o más concesiones de transporte de conformidad con lo dispuesto en la Sección 5ª del Título II de dicha ley.

En fecha 1° de julio de 2019, se aprobaron, mediante la Resolución N° 357/2019, los términos y condiciones de los concursos a ser convocados conforme el Decreto mencionado sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos. El 25 de septiembre de 2019, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 571/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (modificada por la Resolución N° 35/2021 de la Secretaría de Energía de la Nación), que: (i) sustituyó las “Normas Particulares y

¹ Se refiere a las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transportes de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.

Condiciones Técnicas para el Transporte de Petróleo Crudo” incluidas en el Anexo I del Decreto 44 por las “Normas Particulares y Condiciones Técnicas para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos y a través de Terminales Marítimas y Fluviales” y (ii) creó el Registro de Capacidades de Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos, a través del cual la Autoridad de Aplicación recibirá y mantendrá actualizada la información de las actuales capacidades empleadas y disponibles de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y de almacenaje de petróleo crudo y productos derivados

Con fecha 7 de mayo de 2021, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 385/2021 de la Secretaría de Energía, que aprobó las normas para la inscripción de las “Empresas Transportistas de Hidrocarburos Líquidos por Ductos y a través de Terminales Marítimas” en el Registro de Empresas Petroleras -creado por el Decreto N° 5906/67-.

Esta medida resulta de aplicación a aquellas empresas que por sí o asociadas a terceros, transporten hidrocarburos líquidos por tierra o costa afuera, mediante oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos que cuenten o pretendan obtener una concesión de transporte a nivel nacional o provincial. Estas empresas podrán iniciar el trámite de inscripción en el mencionado Registro Nacional en cualquier momento del año, mientras que la reinscripción deberán efectuarla durante el mes de julio de cada año.

Asimismo, se establecen ciertas obligaciones para las empresas inscriptas en el Registro:

- Deberán mantener permanentemente actualizados sus legajos conforme la normativa vigente (y el Decreto N° 5906/67)
- Deberán presentar una declaración jurada mediante la cual se acredite la observancia de las prohibiciones establecidas en la Ley N° 26.659.
- Deberán presentar una declaración jurada mediante la cual se declaren todas las instalaciones de transporte de hidrocarburos en tierra o costa afuera concesionadas o no, en operación, en construcción o a construirse, y aquellas que se encontrarán fuera de servicio, tanto en jurisdicción nacional como provincial, con sus respectivos datos técnicos.

Esta declaración jurada, junto con la indicada en el punto anterior, deberán presentarse al momento de solicitar la inscripción en el citado Registro Nacional, y deberán actualizarse durante el mes de julio de cada año junto con la solicitud de reinscripción anual.

- El incumplimiento de las obligaciones antes mencionadas dará lugar a la aplicación de sanciones.
- Las empresas inscriptas o que pretendan su inscripción en el Registro deberán acreditar solvencia financiera según lo establecido en la Disposición N° 335/2019.
- Las empresas comprendidas en la presente normativa, que se encontraban inscriptas en el ex “Registro de Empresas Concesionarias de Transporte” (aprobado mediante la Resolución SE N° 29/2010, y derogado por la Resolución N° 385/2021) se considerarán automáticamente inscriptas en el nuevo Registro, resultándoles aplicables las disposiciones de esta nueva resolución a partir de su entrada en vigor.

Con fecha 23 de agosto de 2021 fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 540/2021, que implementó - para las concesiones de transporte existentes y para aquellas que en lo sucesivo se otorguen- el servicio de transporte no físico de hidrocarburos líquidos por ductos hasta la brida de ingreso a la planta de almacenamiento, sobre la base de las condiciones generales que allí se establecen.

Se entiende por transporte “no físico”, al servicio por el cual el cargador entrega hidrocarburos líquidos en un determinado punto de carga y solicita la devolución de una cantidad de hidrocarburos líquidos equivalente en un punto de devolución distinto al o a los puntos de devolución establecidos según el normal y habitual sentido del flujo o desplazamiento del crudo, dentro del ámbito de una única concesión de transporte.

El cargador podrá solicitar y el transportista deberá implementar el servicio de transporte no físico de un determinado volumen de hidrocarburos líquidos cuando le fuera requerido, en tanto las condiciones técnicas y operativas de su sistema de transporte lo permitan, y procederá a la devolución del volumen recibido, en la medida que la cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos se encuentre disponible en el punto de entrega solicitado. En el servicio de transporte no físico

el cargador deberá observar las especificaciones técnicas para el ingreso de hidrocarburos líquidos establecidas en el Anexo I de la Resolución SGE N° 571/2019 y su modificatoria.

El transportista deberá establecer las condiciones técnicas y operativas específicas para el servicio de transporte no físico en su Reglamento Interno, en concordancia con la normativa vigente y las disposiciones del decreto N° 540/2021.

El transportista podrá establecer un cargo administrativo de gestión por el servicio de transporte no físico que no formará parte de la tarifa y será solventado por el cargador que solicita la implementación del servicio.

Ningún cargador podrá negarse a que el volumen entregado en determinado punto de entrega sea utilizado por el transportista para cumplimentar un transporte no físico solicitado por otro cargador, siempre que el cargador que requiere el transporte físico reciba en el punto de devolución por él nominado la cantidad de hidrocarburo ajustada de acuerdo con el ajuste volumétrico y la calidad equivalente de acuerdo con lo establecido en el mecanismo de Banco de Calidad aprobado.

Requisitos Patrimoniales

La Ley de Hidrocarburos establece que, para dedicarse a la exploración, producción y transporte de petróleo y gas, las empresas deben cumplir determinados requisitos de capital y lineamientos de solvencia financiera.

La Disposición No. 335/2019 emitida por la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, determina que, para ser titular de permisos de exploración, concesiones de explotación y/o transporte de hidrocarburos, las empresas serán evaluadas en lo que respecta a su solvencia patrimonial y financiera, y aprueba la metodología marco de análisis de solvencia financiera.

De este modo, establece que para ser titular de permisos de exploración o concesiones de explotación o transporte de hidrocarburos, la empresa o asociación de empresas deberá poseer, como mínimo, al momento de presentar su oferta en un concurso público, un patrimonio neto no inferior a (i) el monto en Pesos Argentinos equivalente a veintisiete mil (27.000) barriles de petróleo para áreas terrestres y (ii) el monto en Pesos Argentinos equivalente a doscientos setenta mil (270.000) barriles de petróleo para áreas costa afuera.

El precio a considerar para el valor del barril de petróleo crudo nacional en el mercado interno será el promedio del precio correspondiente al año anterior. El coeficiente de conversión de m³ a barriles será de 6,2898 y el tipo de cambio aplicable será el tipo de cambio mayorista promedio que surge de la publicación del Banco Central de la República Argentina - Circular Comunicación "A" 3.500 correspondiente al año anterior al que se ejecuta el análisis.

En todos los casos, la empresa o asociación de empresas titulares del permiso o concesión deberán mantener dicho Patrimonio Neto, durante todo el período de vigencia del permiso o concesión, de lo contrario se aplicarán las sanciones previstas en la Ley de Hidrocarburos.

Los requisitos mínimos establecidos en la Disposición podrán ser sustituidos por un respaldo financiero de una empresa garante, que cumpla con determinadas características.

Regalías, otros cánones y tasas

Los titulares de los permisos y concesiones deben pagar un canon (cuota) anual o derechos, cuyo cálculo se basa en el área territorial cubierta por dicho permiso o concesión (de acuerdo con la sección 7° - Cánones y Regalías - de la Ley de Hidrocarburos). Los titulares de las concesiones de explotación están obligados a pagar por dichas concesiones y a hacer pagos de regalías al gobierno de Argentina.

Con fecha 24 de septiembre de 2020, a través del Decreto N° 771/2020, el Gobierno argentino modificó el método para calcular el monto del canon a cargo de los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación de hidrocarburos. A partir del 1 de enero de 2021, el canon no se calcula en base a montos fijos, sino en base al precio promedio del barril de petróleo en el mercado interno publicado por la Secretaría de Energía de la Nación argentina, correspondiente al primer semestre del año anterior al de la liquidación. El valor de referencia para el cálculo es en Dólares de los Estados Unidos de América, por lo que la modificación implicó un ajuste del canon por dos parámetros (variación del Dólares de los Estados Unidos de América y precio del barril). El tipo de cambio a utilizar para la liquidación del canon es el dólar estadounidense tipo vendedor, cotizado por el Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior al de efectivo pago.

Canon de exploración

El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala fijada mediante el Decreto N° 771/2020:

- (i) Primer período: el monto equivalente en pesos de cero coma cuarenta y seis (0,46) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- (ii) Segundo período: El monto equivalente en pesos de uno coma ochenta y cuatro (1,84) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- (iii) Prórroga: El monto equivalente en pesos de treinta y dos coma veintidós (32,22) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.

Canon de explotación

El titular de un permiso de explotación pagará anualmente y por adelantado el monto equivalente en pesos de ocho coma veintiocho (8,28) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado o fracción.

El precio a considerar para determinar el valor del barril de petróleo a los efectos del cálculo del canon de exploración y el canon de explotación arriba expuestos, será el que surja del promedio del precio de mercado interno de petróleo correspondiente al primer semestre del año anterior al de la liquidación.

Dichos precios serán publicados por la Secretaría de Energía tomando el valor correspondiente al mercado interno más transferencias sin precio, total provincias, del informe de regalías de petróleo crudo o de la publicación que la reemplace en el futuro. El coeficiente de conversión de metros cúbicos (m³) a barriles por kilómetro cuadrado será 6,2898.

El tipo de cambio a utilizar para la liquidación del canon será el correspondiente a Dólares de los Estados Unidos de América divisa vendedor del Banco de La Nación Argentina vigente el día hábil anterior al de efectivo pago.

Regalías

Las regalías son definidas como el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en carácter de concedentes.

La Ley N° 27.007 mantiene en un 12% el porcentaje que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo. Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados pagará mensualmente la producción de gas natural.

El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme el valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, menos el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

Se mantiene la posibilidad de reducir la regalía hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

En caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de 18% de regalía para las siguientes prórrogas.

Para la realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos (art. 59 de la Ley N° 17.319 modificada por la Ley N° 27.007), a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá fijar una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía vigente, hasta un máximo del 18% según corresponda.

El Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto a favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de la Ley N° 27.007.

Finalmente, se contempla la posibilidad de que, previa aprobación de la autoridad, se reduzcan las regalías al 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extrapesados y costa afuera, debido a su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables.

La Resolución N° 435/04 emitida por la Secretaría de Energía, que modifica la Resolución N° 155 de fecha 23 de diciembre de 1992, (i) impone requisitos de información adicionales en relación con las regalías, (ii) introduce determinados cambios respecto de las facultades de las Provincias, (iii) modifica ciertas partes del sistema de determinación de regalías, incluyendo las deducciones y tipos de cambio aplicables y (iv) establece multas por incumplimiento del deber de información. Esta resolución se ha aplicado a los titulares de permisos y concesiones de producción desde junio de 2004.

Los titulares de concesiones de producción de hidrocarburos deben presentar mensualmente, y dentro de los diez (10) días hábiles del mes siguiente, declaraciones juradas ante la Secretaría de Energía y las autoridades provinciales pertinentes informando:

- la cantidad y calidad de los hidrocarburos extraídos, incluyendo (a) los niveles de producción computables de hidrocarburos líquidos y (b) un desglose del petróleo crudo (especificando el tipo), condensado y gas natural total recuperado con una tolerancia máxima de error del 0,1%);
- ventas a los mercados locales y del exterior;
- valores recibidos, valores provisionales o valores de referencia para las transferencias efectuadas sin precio fijo a los fines de la ulterior industrialización;
- costo de flete desde la ubicación en la que se adquiere la condición comercializable hasta la ubicación en la que tiene lugar la transferencia comercial; y
- descripción de las ventas realizadas durante el mes en curso.

Además de la declaración jurada, los titulares de concesiones deben presentar recibos que acrediten el pago de regalías. Al violarse los deberes de información, las autoridades provinciales tienen derecho a realizar su propia evaluación de las regalías.

La Resolución N° 435/04 emitida por la Secretaría de Energía también establece que si el titular de una concesión o de un permiso adjudica la producción de petróleo crudo parcial o total para la posterior industrialización a sus plantas o a plantas afiliadas, o en plantas de sociedades controladas o relacionadas a través de contratos de procesamiento, entonces dicho permiso el titular de la concesión debe convenir con las autoridades provinciales y la Secretaría de Energía, según corresponda, el precio de referencia a emplear a los efectos de calcular las regalías y los pagos. Ante un incumplimiento por parte del permiso o titular de la concesión, las autoridades provinciales pueden fijar este precio de referencia.

Los titulares de concesiones de producción reúnen los requisitos para determinadas deducciones, incluyendo (i) el costo de flete interjurisdiccional, que se puede deducir del precio de venta, en el caso de tuberías, de acuerdo con el régimen establecido por la Secretaría de Energía y en el caso de un medio que no sea una tubería y se suministren las facturas mensuales y todo contrato pertinente (en cualquier caso, excediendo 0,25% del volumen máximo) y (ii) los costos de tratamiento interno (que no superen el 1% del pago) incurridos por los titulares autorizados de los permisos o concesiones.

Bono de prórroga

La Ley N° 27.007 incorpora a la Ley de Hidrocarburos el artículo 58 bis, que faculta a la autoridad de aplicación a establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Bono de explotación

Para los casos de realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo

monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Derechos de Exportación

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y a los derechos de aduana habituales sobre las exportaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a dichos titulares una garantía legal contra nuevos impuestos y determinados incrementos de impuestos a nivel provincial y municipal. Los titulares de permisos y las concesionarias deben pagar un impuesto anual sobre la superficie que se basa en el área mantenida por ellos.

En enero de 2002, la Ley N° 25.561 (la “**Ley de Emergencia Pública**”) estableció un impuesto a cinco años sobre las exportaciones de hidrocarburos y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota impositiva aplicable. El 1 de marzo de 2002, el Gobierno argentino estableció un impuesto del 20% sobre las exportaciones de petróleo crudo y un impuesto del 5% sobre las exportaciones de determinados productos de petróleo. En mayo de 2004, el impuesto a las exportaciones de petróleo crudo y GLP se incrementó al 25% y 20%, respectivamente, y se estableció un impuesto del 20% sobre las exportaciones de gas natural. Con vigencia a partir del 5 de agosto de 2004, el Gobierno argentino (mediante Resolución N° 532/2004 del ex Ministerio de Economía y Producción) incrementó nuevamente el impuesto a las exportaciones de petróleo crudo en un porcentaje que oscila entre un 3% y un 20% adicional, con un tope del 45%. La determinación de la alícuota adicional depende del precio por barril de petróleo crudo, incrementándose gradualmente del 3% cuando el precio del petróleo crudo es de U\$S32,01 por barril al 20% cuando el precio es de U\$S45,00 o más por barril.

Con vigencia a partir de noviembre 2007, el Gobierno, mediante la Resolución N° 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (que deroga la Resolución N° 532/2004 citada anteriormente), volvió a incrementar los derechos de exportación del petróleo crudo como se explica a continuación: (i) si el precio internacional del petróleo crudo supera o iguala un valor de referencia, originalmente fijado en los 60,9 U\$S/Bbl, el productor solamente estará autorizado a percibir un valor de corte (fijado en 42 U\$S/Bbl), quedando el remanente retenido por el Gobierno Nacional como un derecho de exportación; (ii) si el precio internacional del petróleo crudo fuera inferior al valor de referencia, se aplicará una alícuota del 45%; y (iii) si el precio internacional del petróleo crudo fuese inferior a 45 U\$S/Bbl, el gobierno determinará los porcentajes a aplicar, en un plazo de 90 días hábiles. A principios de 2013, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas elevó mediante Resolución N° 1/2013 el mencionado valor de corte de 42 U\$S/Bbl a 70 U\$S/Bbl, y el referido valor de referencia de 60,9 U\$S/Bbl a 80 U\$S/Bbl. Asimismo, el procedimiento de cálculo descrito precedentemente también se aplica a ciertos productos derivados del petróleo y lubricantes en base a las diferentes alícuotas de retención, precios de referencia y precios permitidos a los productores.

Con fecha 29 de diciembre de 2014, mediante la Resolución 1077/2014, el ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas derogó la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias; a fin de establecer nuevas alícuotas de exportación en función del Precio Internacional de Referencia. El nuevo régimen establece como valor de corte el de U\$S71/Bbl y como valor de referencia el de 80 U\$S/Bbl. En tal sentido, cuando el precio internacional de crudo fuera menor a 71 U\$S/Bbl, el productor pagará derechos a la exportación por el 1% de ese valor, mientras que cuando el valor fuera igual o mayor a U\$S 71/Bbl se liquidarán retenciones variables.

Por medio de la Ley N° 26.732 se prorrogaron por cinco años los derechos de exportación de hidrocarburos creados por la Ley N° 25.561. La prórroga sobre los derechos de exportación establecida por la Ley N° 26.732 venció el 7 de enero de 2017, sin que se sancionara una nueva prórroga.

La Resolución N° 127/08 del entonces Ministerio de Economía y Producción dispuso incrementos en los derechos de exportación de gas natural, elevando la alícuota del 45% al 100%, tomando como base de cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto del GLP (incluyendo propano, butano y mezcla) la Resolución 127/08 dispuso que en caso de que el precio internacional del producto, según informe diariamente la Secretaría de Energía, se mantenga por debajo del precio de referencia que establece la Resolución 127/08 para cada producto (338 U\$S/m³ para propano, 393 U\$S/m³ para butano, y 363 U\$S/m³ para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será el 45%. En caso de que el precio internacional fuere igual o supere al precio de referencia, el productor podrá cobrar el monto máximo establecido por la Resolución 127/08 para el producto en cuestión (233 U\$S/m³ para propano, 271 U\$S/m³ para butano, y 250 U\$S/m³ para la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno argentino en concepto de derechos de exportación. Mediante la Resolución N° 60/2015, se

modificaron los precios de referencia dispuestos por la Resolución N° 127/08, según el siguiente detalle: en caso de que el precio internacional del producto, según informe diariamente la Secretaría de Energía, se mantenga por debajo del precio de referencia que establece la Resolución 60/2015 para cada producto (235,3 U\$S/m³ para propano, 273,7 U\$S/m³ para butano, y 252,5 U\$S/m³ para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será el 1%. En caso de que el precio internacional del producto fuere igual o mayor al precio de referencia antes mencionado, el productor podrá cobrar los montos máximos, que continúan siendo los establecidos en la Resolución 127/08, es decir (233 U\$S/m³ para propano, 271 U\$S/m³ para butano, y 250 U\$S/m³ para la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno argentino en concepto de derechos de exportación.

La Ley N° 27.467 (Ley de Presupuesto 2019) del 4 de febrero de 2019, ratificó el Decreto N° 793/2018 y facultó al Poder Ejecutivo nacional a fijar derechos de exportación con un límite en la determinación de la alícuota del 30% del valor imponible o del precio oficial FOB. Este tope máximo estaba determinado en el 12% 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% a esa fecha. Estas facultades podían ejercerse hasta el 31 de diciembre de 2020.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva (en adelante, "**Ley de Solidaridad**"), la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. El párrafo 9 del Art. 52 de la Ley de Solidaridad estableció que esta facultad podría ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, la Ley Solidaridad fijó topes al establecimiento de derechos de exportación de determinados productos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o que a esa fecha se encontraban gravadas al 0%; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales, para productos agroindustriales de economías regionales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

El 19 de mayo de 2020 se dictó el Decreto N° 488/2020 (modificado por los Decretos N° 783/2020, 965/2020, 35/2021, 229/2021 y 245/2021) que, entre otras cuestiones, modificó los derechos de exportación aplicables al petróleo crudo, otros hidrocarburos y derivados clasificados en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur ("**NCM**") incluidas en su anexo. En este contexto, deberán abonar una alícuota de derecho de exportación, tomando como base cálculo los siguientes valores del "*Ice Brent Primera Línea*":

- (i) Valor Base ("**VB**"): cuarenta y cinco Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S 45/bbl).
- (ii) Valor de Referencia ("**VR**"): sesenta Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S 60/bbl).
- (iii) Precio Internacional ("**PI**"): la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo:
 - a. el último día hábil de cada mes publicará la cotización del precio del barril "*Ice Brent Primera Línea*", considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el "*Platts Crude Marketwire*" bajo el encabezado "*Futures Settlements*"; y
 - b. el último día hábil de cada semana, evaluará las cotizaciones promedio de los días transcurridos del mes en curso y las comparará con la cotización promedio vigente.

Si entre ambas existiera una diferencia superior al quince por ciento, fijará una nueva cotización, la que será aplicable a partir del primer día hábil siguiente. En los casos que el PI sea igual o inferior al VB, la alícuota del derecho de exportación será 0%. En los casos que el PI sea igual o superior al VR, se impondrá una alícuota del 8% del derecho de exportación. En aquellos casos en que el PI resulte superior al VB e inferior al VR, la alícuota del tributo se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Alícuota} = \left\{ \frac{\text{Precio Internacional} - \text{Valor Base}}{\text{Valor de Referencia} - \text{Valor Base}} \right\} \times 8\%$$

Cabe aclarar que, a fines de agosto de 2020, el precio de 45 U\$S/bbl establecido en el Decreto N° 488/2020 dejó de estar en vigencia, dado que la condición establecida en el decreto se cumplió (i.e. el “Ice Brent Primera Línea” superó los 45 U\$S/bbl por diez días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas cinco (5) cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures”).

Finalmente, el Decreto N° 488/2020 dispuso que queda sin efecto toda norma que se oponga a lo allí previsto en materia de derechos de exportación. El Decreto N° 488/2020 no establece un límite temporal para la aplicación de la fórmula de cálculo de la alícuota de derecho de exportación detallada previamente.

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo publicó el Decreto N° 234/2021, estableciendo un nuevo régimen de fomento de inversión para las exportaciones que comprende, entre otras actividades, a la industria Hidrocarburífera. Entre otros requisitos, la inscripción en este régimen requiere de una inversión directa de cien millones de Dólares de los Estados Unidos de América (U\$S 100.000.000) en nuevos proyectos o ampliación en proyectos existentes. Se requiere la obtención de un Certificado de Inversión para la Exportación a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción. El Régimen prevé que los beneficiarios podrán aplicar el 20% del procedente de sus exportaciones relacionadas con los proyectos inscriptos al (i) pago de principal e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes, y dispone expresamente que este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. El Decreto establece que estos beneficios no podrán ser afectados por nuevas regulaciones o restricciones cambiarias durante un período de 15 años desde la emisión del correspondiente Certificado de Inversión para la Exportación.

En diciembre de 2021, mediante el Decreto N° 836/2021, se modificó el Decreto N° 234/2021 estableciendo un beneficio ampliado para aquellos proyectos incluidos en el Régimen que contemplen inversiones superiores a la suma de quinientos millones de Dólares de los Estados Unidos de América (U\$S 500.000.000).

Programas de Petróleo Plus y Refinación Plus

El 25 de noviembre de 2008, el Gobierno Nacional emitió el Decreto N° 2014/2008 en virtud del cual fueron creados los programas “Petróleo Plus” y “Refinación Plus”, destinados a incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo y la producción de combustibles, respectivamente, a través del otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal transferibles y aplicables al pago de derechos de exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados.

La Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 1312/08 del 1° de diciembre de 2008, aprobó el reglamento del programa “Petróleo Plus”. Este programa permitió a las empresas productoras que aumentaban su producción y reservas en el marco del programa, y cuyos planes fueron aprobados por la Secretaría de Energía, a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N° 394/07 y la Resolución N° 127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía.

Por su parte, el programa “Refinación Plus” se reglamentó a través de la Resolución N° 1312/08 de la Secretaría de Energía de fecha 1° de diciembre de 2008. Conforme a este programa, las empresas refinadoras que se comprometían a la construcción de una nueva refinería o a la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión, y cuyos planes fueron aprobados por la ex Secretaría de Energía, tenían derecho a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N° 394/07 y la Resolución N° 127/08 emitidas por el entonces Ministerio de Economía.

Asimismo, en virtud del Decreto N° 2014/2008, aquellas obras que realicen las empresas productoras de hidrocarburos para (i) la exploración y explotación de nuevos yacimientos de petróleo, (ii) el aumento de la capacidad de producción, y (iii) la incorporación de nuevas tecnologías para la explotación y desarrollo de yacimientos existentes, podrán ser consideradas como “Obra de Infraestructura Crítica” en los términos de la Ley N° 26.360, lo cual habilita a dichas empresas a obtener la devolución anticipada del IVA correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión propuesto o, alternativamente, practicar la amortización acelerada de los mismos en la determinación del correspondiente impuesto a las ganancias.

En febrero de 2012, como consecuencia de la modificación de las condiciones de mercado en la que los programas “Petróleo Plus” y “Refinación Plus” fueron estructurados, la Secretaría de Energía dependiente del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, decidió suspender su aplicación para aquellas empresas cuya producción diaria de petróleo superaba los 1300 metros cúbicos diarios.

Sin embargo, con el fin de colaborar con el autoabastecimiento de hidrocarburos, el 27 de junio de 2012, mediante la Resolución N° 438/2012, la Secretaría de Energía decidió revertir su decisión, otorgando nuevamente beneficios económicos a las empresas cuya producción en 2011 haya sido superior a 1300 metros cúbicos por día y que realicen

exportaciones de petróleo crudo y también a aquellas empresas que estando por debajo del límite productivo mencionado, deban realizar exportaciones de petróleo en forma ocasional. Dichas empresas recibirán una compensación de U\$S28 por cada barril de crudo exportado.

Posteriormente, con fecha 3 de enero de 2013, el ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas emitió la Resolución N° 1/2013 por la cual derogó la Resolución N° 438/2012, eliminándose, en tal sentido, la compensación mencionada.

Finalmente, a través del Decreto N° 1330/2015 del 13 de julio de 2015, se dejó sin efecto el Programa Petróleo Plus, y se estableció la cancelación de aquellos incentivos por los cuales hubiera correspondido la emisión de certificados de crédito fiscal y que se encontraran pendientes de liquidación, mediante la recepción por parte de los beneficiarios de una cantidad de títulos públicos (BONAR 2018 y BONAR 2024) establecidos en el mismo Decreto.

El 11 de enero de 2017, el Gobierno argentino celebró con los productores y refinadores de petróleo crudo el Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera Argentina, con el mismo objetivo de generar convergencia gradual del precio del barril de crudo comercializado en Argentina al precio internacional. Luego, el acuerdo fue suspendido por el ex Ministerio de Energía y Minería a través de la Nota NO-2017-21505927-APN-MEM (de fecha 22 de septiembre de 2017) el 1 de octubre de 2017.

Repatriación de moneda extranjera

El Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.589/89, relacionado con la desregulación de la industria de producción de petróleo, permitió a las compañías dedicadas a actividades de producción de hidrocarburos en Argentina vender y disponer libremente de los hidrocarburos producidos. Adicionalmente, bajo el Decreto N° 1.589/89, los productores de petróleo tenían derecho a mantener fuera de la Argentina hasta el 70% del producido en moneda extranjera que recibían por ventas de exportación de petróleo crudo y gas, estando obligados a repatriar el 30% restante a través de los mercados de cambio de la Argentina.

En 2002, el Gobierno argentino emitió el Decreto N° 2.703/02 (con vigencia a partir del 1 de enero de 2003) que estableció un límite mínimo de repatriación del 30% con respecto al producido de las exportaciones de hidrocarburos y productos derivados, siendo la porción restante de libre disposición para los productores de hidrocarburos.

A través del Decreto N° 1722/2011, el Poder Ejecutivo Nacional restableció la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado local de cambios ("**MLC**") de la totalidad de las divisas provenientes de la exportación de petróleos crudos, sus derivados, gas y de empresas mineras, de conformidad con lo oportunamente establecido por el Decreto N° 2581 del 10 de abril de 1964. Así, con la Resolución N° 142/2012 (y sus complementarias y modificatorias) se establecieron los plazos para el ingreso de divisas provenientes de dichas operaciones de exportación al sistema financiero.

Sin embargo, entre fines de 2015 y 2017, se eliminaron sustancialmente todas las restricciones cambiarias que se implementaron bajo casi la totalidad de la duración de su administración. No obstante ello, el 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso eleccionario en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 (modificado y complementado por el Decreto N° 91/2019) junto con la Comunicación "A" 6770 del BCRA mediante las cuales se estableció, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. El BCRA continuó emitiendo distintas comunicaciones adicionales con el objetivo de aclarar, complementar y ajustar los controles de cambio impuestos por el Decreto 609 y la Comunicación "A" 6770, incluyendo, un Texto Ordenado ("T.O.") mediante la Comunicación "A" 6844, complementada y modificada por las Comunicaciones "A" 7272, 7422, 7490, 7914 y 7953. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección "Información Adicional—c) Controles de Cambio" del presente Prospecto.

Régimen de Promoción de Inversión; Explotación No Convencional

Con fecha 11 de julio de 2013 el Poder Ejecutivo Nacional, en el marco de la Ley de Hidrocarburos, La Ley Corta y la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, emitió el Decreto N° 929/2013 por el cual se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos -tanto convencionales como no convencionales- (el "**Régimen de Promoción**"), con el objetivo de incentivar la inversión destinada a la explotación de hidrocarburos, y la figura de la "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos" para la explotación no convencional de hidrocarburos.

La Ley N° 27.007 otorgó rango legal a la figura de la "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", creada por el Decreto N° 929/2013. Se define explotación no convencional de hidrocarburos, como la extracción de hidrocarburos

líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (*shale gas o shale oil*), areniscas compactas (*tight sands, tight gas, tight oil*), capas de carbón (*coal bed methane*) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Mediante la reforma se extienden los beneficios del Régimen de Promoción a los proyectos hidrocarburíferos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a U\$S250.000.000, calculada al momento de la presentación del proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto de inversión. Con anterioridad a la reforma, los beneficios del Régimen de promoción alcanzaban a proyectos de inversión en moneda extranjera no inferior a un monto de U\$S1.000.000.000 en un plazo de cinco (5) años.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares e inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas previsto en el Decreto N° 1.277/2012 que presenten dichos proyectos de inversión gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos, (i) del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% y el 60% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en caso de proyectos de explotación convencional y no convencional y en el caso de proyectos de “costa afuera”, respectivamente, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables, y (ii) de la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos, siempre que los respectivos proyectos hubieran implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos el importe de U\$S250.000.000.

En los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos, los sujetos incluidos en el Régimen de Promoción gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos de inversión, del derecho a obtener, por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en el marco de tales proyectos y susceptible de exportación, un precio no inferior al precio de exportación de referencia, sin computarse la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables. En este supuesto, los productores de hidrocarburos enmarcados en el Régimen de Promoción tendrán derecho prioritario a obtener divisas de libre disponibilidad a través del mercado único y libre de cambios por la totalidad del precio obtenido por la comercialización interna del porcentaje de hidrocarburos susceptible de ser exportado bajo el Régimen de Promoción, siempre que se hubiera cumplido la condición detallada en el apartado (ii) del párrafo anterior.

En el marco de estos proyectos de inversión, la Ley N° 27.007 establece dos aportes a las provincias productoras en cuyo territorio se desarrolle el proyecto de inversión: (i) el primero a cargo del titular del proyecto por un monto equivalente al 2,5% del monto de la inversión comprometida a ser destinado a proyectos de responsabilidad social empresaria, y (ii) el segundo, a cargo del Estado Nacional, cuyo monto será establecido por la Comisión en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión, el que se destinará a proyectos de infraestructura.

El concesionario de explotación, dentro de su área, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto.

Asimismo, los titulares de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud también deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto.

Regulación del Mercado

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular el mercado del petróleo y gas de Argentina y prohíbe la exportación de petróleo crudo durante cualquier período en el que el Poder Ejecutivo Nacional detecte que la producción local es insuficiente para satisfacer la demanda interna. En caso que el Poder Ejecutivo Nacional restrinja las exportaciones de petróleo y productos de petróleo o la libre disposición de gas natural, los Decretos de Desregulación del Petróleo establecen que los productores, refinadoras y exportadores recibirán: (i) en el caso del petróleo crudo y productos de petróleo, un precio no inferior al precio del petróleo crudo y productos de petróleo similares importados, y (ii) en el caso del gas natural, un precio no inferior al 35% del precio internacional por metro cúbico del *Arabian Light Oil* (petróleo liviano árabe), a 34 grados.

Asimismo, los Decretos de Desregulación del Petróleo requieren expresamente que el Poder Ejecutivo Nacional notifique con doce (12) meses de anticipación todas las futuras restricciones a las exportaciones. No obstante, las disposiciones

precedentes, algunas Resoluciones dictadas con posterioridad (la Resolución N° 1679/2004 de la Secretaría de Energía, las Resoluciones N° 532/2004 y 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Producción) han modificado el mecanismo de precios mencionado precedentemente, resultando, en determinados casos, en precios a los productores menores que los niveles descritos más arriba.

El 23 de mayo de 2002, el Gobierno argentino promulgó el Decreto N° 867/2002 declarando la emergencia en el suministro de hidrocarburos en la Argentina hasta el 1° de octubre de 2002 y facultando a la Secretaría de Energía a determinar el volumen de petróleo y GLP producido en la Argentina que debía venderse en el mercado local. Dicha declaración de emergencia no ha sido prorrogada a su vencimiento y, a la fecha de este Prospecto, el Gobierno Nacional no ha emitido una nueva declaración en tal sentido.

Mediante el Decreto N° 1277/2012 (modificado por el Decreto N° 272/2015), el Gobierno argentino reglamentó la Ley de Soberanía Hidrocarburífera y creó el "Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas", por el cual impuso los lineamientos básicos que las empresas dedicadas a la exploración y explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos, deben seguir indispensablemente para el desarrollo de sus actividades en territorio argentino. Asimismo, mediante el Decreto 1277/2012 se derogaron las principales disposiciones sobre la libre comercialización de hidrocarburos que estaban específicamente contempladas en los Decretos de Desregulación del Petróleo. El Decreto N° 272/2015 modificó el Decreto N° 1277/2012, eliminando varios de sus artículos y disponiendo la disolución de la Comisión pasando a ejercer sus funciones remanentes el ex MEyM.

Dada la abrupta variación del tipo de cambio y el contexto económico y social existente durante los años 2018 y 2019, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019 (modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/2019) por el que se intervinieron los precios del petróleo. Las medidas relativas a los precios aplicadas mediante el Decreto 566/2019 (según fuera modificado) ya no están en vigor, ya que tenía un plazo de vigencia fijado hasta el 13 de noviembre de 2019, que no fue prorrogado.

El 19 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 488/2020² a través del cual estableció que hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia el precio de U\$S45,00 por barril para el crudo tipo Medanita, ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, utilizando la misma referencia, de conformidad con la práctica usual en el mercado local.

Esto, salvo que durante el período mencionado la cotización del "Ice Brent Primera Línea" superare los U\$S45,00 por barril durante diez días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el "Platts Crude Marketwire" bajo el encabezado "Futures", en cuyo caso quedarán sin efecto las disposiciones mencionadas en el párrafo precedente. Conforme lo previsto en el Decreto N° 488/2020, el precio mencionado en el párrafo anterior podrá ser modificado trimestralmente por el Ministerio de Desarrollo Productivo (cabe tener en cuenta que sus competencias en materia energética fueron trasladadas al Ministerio de Economía), a través de la Secretaría de Energía.

Tanto el precio de establecido en virtud del Decreto N° 488/2020, como fijado por la Secretaría de Energía en virtud de la facultad descripta precedentemente, se aplicaría en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319.

Asimismo, el Decreto N° 488/2020 obliga las empresas productoras a (i) sostener los niveles de actividad y de producción registrados durante el año 2019, dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica previstos en el artículo 31 de la Ley N° 17.319, de conformidad con la reglamentación que al efecto se establezca y (ii) al sostener los contratos vigentes con las empresas de servicios regionales, manteniendo la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre de 2019.

Además, durante la vigencia del Decreto N° 488/2020:

- (i) las empresas refinadoras y los comercializadores deberán adquirir el total de la demanda de petróleo crudo de empresas productoras locales, contemplando la calidad de crudo que requieran los procesos de refinación;
- (ii) en el caso de las empresas integradas, de resultar necesaria la compra de crudo por encima de su propia producción y de la de sus socios, efectuarán dichas compras con parámetros similares a los del año 2019, contemplando la calidad de crudo que requieran los procesos de refinación en cada caso; y

² El Decreto No. 488/2020 fue declarado válido por la Resolución N° 60/2020 del Honorable Senado de la Nación, y modificado sucesivamente por los Decretos N° 783/2020, 965/2020, 35/2021, 229/2021, 245/2021, 352/2021, 820/2021 y 561/2022.

- (iii) las empresas integradas, las refinadoras y los sujetos comercializadores no podrán efectuar operaciones de importación de productos que se encuentren disponibles para su venta en el mercado interno y/o respecto de los cuales exista capacidad efectiva de procesamiento local.

Por otro lado, el Decreto N° 488/2020 prevé que las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la NCM incluidas en su anexo, deberán abonar una alícuota de derecho de exportación, tomando como base cálculo los siguientes valores del “Ice Brent Primera Línea”:

- (i) VB: cuarenta y cinco Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S 45/bbl).
- (ii) VR: sesenta Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S 60/bbl).
- (iii) PI: la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía:
 - a. el último día hábil de cada mes publicará la cotización del precio del barril “Ice Brent Primera Línea”, considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures Settlements”; y
 - b. el último día hábil de cada semana, evaluará las cotizaciones promedio de los días transcurridos del mes en curso y las comparará con la cotización promedio vigente.

Si entre ambas existiera una diferencia superior al quince por ciento, fijará una nueva cotización, la que será aplicable a partir del primer día hábil siguiente. En los casos que el PI sea igual o inferior al VB, la alícuota del derecho de exportación será 0%.

En los casos que el PI sea igual o superior al VR, se impondrá una alícuota del 8% del derecho de exportación. En aquellos casos en que el PI resulte superior al VB e inferior al VR, la alícuota del tributo se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Alícuota} = \frac{\left\{ \begin{array}{l} \text{Precio Internacional} - \text{Valor Base} \\ \text{Valor de Referencia} - \text{Valor Base} \end{array} \right\}}{\left\{ \begin{array}{l} \text{Precio Internacional} - \text{Valor Base} \\ \text{Valor de Referencia} - \text{Valor Base} \end{array} \right\}} \times 8\%$$

Cabe aclarar que, a fines de agosto de 2020, el precio de 45 U\$S/bbl establecido en el Decreto N° 488/2020 dejó de estar en vigencia, dado que la condición establecida en el decreto se cumplió (i.e. el “Ice Brent Primera Línea” superó los 45 U\$S/bbl por diez días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas cinco (5) cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures”). En consecuencia, los precios del crudo volvieron a regirse por la oferta y la demanda, sin perjuicio del impacto de las retenciones.

Para mayor información véase “Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y del Gas en Argentina – Características Generales”.

Restricciones a la reserva de áreas para empresas de control estatal o provincial

La Ley N° 27.007 establece la restricción para el Estado Nacional y las Provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. De esta manera quedan a resguardo los contratos celebrados antes de la reforma por las empresas provinciales para la exploración y desarrollo de áreas reservadas.

Respecto a las áreas que ya han sido reservadas a favor de empresas estatales y que aún no han sido adjudicadas bajo contratos de asociación con terceros, se establece que podrán realizarse esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas empresas durante la etapa de desarrollo será proporcional a las inversiones realizadas por ellas. De esta manera, la Ley N° 27.007 elimina en los hechos el sistema de acarreo o “carry” durante la etapa de desarrollo o explotación del área. Dicho sistema no fue prohibido para la etapa de exploración.

Legislación Uniforme

La Ley N° 27.007 establece dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Estado Nacional y las Provincias; uno en materia ambiental y otro en materia impositiva.

- (i) Legislación Ambiental: prevé que el Estado Nacional y las Provincias propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme cuyo objetivo prioritario será aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.
- (ii) Régimen Fiscal: prevé que El Estado Nacional y las Provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en sus respectivos territorios, en base a las siguientes pautas:
 - a) la alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superará el 3%.
 - b) el congelamiento de la alícuota actual del impuesto de sellos, y un compromiso de no gravar con este impuesto a los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar las inversiones; y
 - c) el compromiso de las Provincias y sus municipios de no gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de impuestos.

Con fecha 11 de marzo de 2020, la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial dependiente del ex Ministerio de Desarrollo Productivo, emitió la Disposición N° 3/2020, con el objeto de modificar el Anexo XI de la Resolución N° 523 – E/2017 de la Secretaría de Comercio y sujetar la importación de petróleo crudo, gasoil y naftas al régimen de Licencias No Automáticas. Al respecto, cabe destacar que la Resolución 1/2023 de la Secretaría de Comercio, con vigencia a partir del 27 de diciembre de 2023, abrogó la Resolución 523 –E/2017 de la Secretaría de Comercio, y por lo tanto, dejó sin efecto el régimen de Licencias de Importación.

Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo

Con fecha 3 de febrero de 2015 la Comisión emitió la Resolución N° 14/2015 (luego complementada por la Resolución N° 33/2015) por la cual se creó el “Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo” (el “**Programa de Estímulo Petróleo**”) con el objetivo de reducir en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de petróleo crudo del tipo “Medanito” por medio de dos vías; en primer lugar, incrementando en el corto plazo la producción de petróleo crudo, reduciendo de esta forma las importaciones (y por ende el flujo creciente de divisas), y por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas y lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos establecido en la Ley de Soberanía Hidrocarburífera. En tal sentido, el Programa de Estímulo Petróleo consistirá en el establecimiento temporal de compensaciones económicas destinadas a fomentar la producción de petróleo rudo destinado al consumo en el mercado interno y la exportación de los saldos de petróleo crudo exportables.

Las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas previsto en el Decreto N° 1.277/2012, podían solicitar la inscripción en el Programa de Estímulo Petróleo, el cual tenía vigencia desde el 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2015, pudiendo ser prorrogado por doce meses. Las empresas inscriptas en el Programa de Estímulo Petróleo, recibían, del Estado Nacional una compensación económica trimestral de acuerdo al siguiente detalle: (i) Estímulo a la Producción: un monto en Pesos equivalente de hasta tres Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S3/BBL), aplicable a su “Producción Total” (producción total de petróleo crudo del trimestre correspondiente), siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la “Producción Base” (producción total de petróleo crudo correspondiente al cuarto trimestre del año 2014); (ii) Estímulo a la Exportación Base: un monto en Pesos equivalente de hasta dos Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S2/BBL) de petróleo crudo exportado, a favor de las empresas que destinen parte de su producción al mercado externo; y (iii) Estímulo a la Exportación Adicional: un monto en Pesos equivalente de hasta tres Dólares de los Estados Unidos de América por barril (U\$S3/BBL) de petróleo crudo exportado, a favor de las empresas cuya exportación trimestral se encuentre por encima de su “Exportación Base” (volumen de petróleo crudo de producción propia exportado durante el 2014 dividido la cantidad de trimestres del año, expresado en términos de barriles exportados por trimestre). Esta compensación no es acumulable con el monto referido en el apartado (ii) precedente.

El Programa de Estímulo Petróleo no fue renovado después de su fecha de expiración, es decir, luego del 31 de diciembre de 2015.

Gas Natural

El 16 de febrero de 2004 los Decretos N° 180/04 y 181/04 del Poder Ejecutivo Nacional introdujeron importantes cambios en el sector gasífero. En virtud de estas normas se dispuso: (i) la creación de un fondo fiduciario para obras de expansión de los sistemas de transporte y distribución de gas natural; (ii) la creación del Mercado Electrónico de Gas (“**MEG**”), a fin de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y generar un centro de transacciones de modalidad spot; (iii) la adopción de medidas para mejorar la eficiencia en las asignaciones en la industria del gas, tales como la sustitución de las Condiciones Especiales Gran Usuario – Transporte ID y Gran Usuario Transporte IT y la incorporación de las Condiciones Especiales Gas Natural Comprimido – Venta Firme y Gas Natural Comprimido – Venta interrumpible; (iv) la aprobación de un “mecanismo de cortes” a ser aplicado por las empresas distribuidoras de gas en caso que se observen restricciones en el sistema; (v) facultar a la Secretaría de Energía a establecer las categorías de usuarios que, a partir de la fecha que aquélla disponga, no podrán adquirir el gas natural mediante acuerdos celebrados con las distribuidoras, debiendo comprarlo directamente a los productores y comercializadores; y (vi) facultar a la Secretaría de Energía para acordar con los productores un esquema de normalización del precio del gas destinado a las prestadoras del servicio de distribución de gas y a los usuarios que comiencen a adquirir el gas directamente de los productores y comercializadores.

El 22 de abril de 2004 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 208/04 del ex Ministerio de Planificación, por la cual se homologó el Acuerdo para la Implementación de los Precios del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte referido en el Decreto N° 181/04. Este Acuerdo venció el 31 de diciembre de 2006 y la mayoría de los productores de gas natural y la Secretaría de Energía celebraron un nuevo acuerdo a cinco años, el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011. Este Acuerdo (confirmado por Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía) estableció los volúmenes a distribuir por cada productor a sus clientes (empresas distribuidoras, industrias, generación eléctrica, comercio, demanda residencial y exportación de gas natural). Los productores están autorizados solamente a exportar volúmenes que superen la demanda local total. La Secretaría de Energía tiene derecho a aprobar el precio del gas natural en virtud de este contrato. Mediante Resolución S.E. N° 172/2011, la Secretaría de Energía extendió temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución N° 599/07 para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

En marzo de 2008 la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 24/2008, creando el programa denominado como “Gas Plus” como un incentivo para la producción de gas natural. Basados en este nuevo plan, los productores pueden desarrollar y presentar ante la Secretaría de Energía proyectos que apunten a incrementar la producción y resulten en un crecimiento de las reservas como consecuencia de las inversiones consistentes en nuevas explotaciones en áreas: (i) que no estén previamente explotadas; (ii) que estén actualmente explotadas y tengan características geológicas especiales (v.gr. Tight Gas) y/o; (iii) que no hayan producido gas desde 2004 o que actualmente estén siendo explotadas y en la que nuevos yacimientos fueran descubiertas luego de la sanción de la Resolución N° 24/2008. Dichos proyectos deben ser aprobados por la ex Secretaría de Energía y el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El gas natural comercializado bajo el programa Gas Plus solamente podrá ser vendido en el mercado interno. El precio comercial del gas producido de conformidad con estos proyectos incluye costos asociados y una rentabilidad razonable, y no será alcanzado por los términos previstos en el Acuerdo con los Productores de gas natural 2007-2011. Mediante la Resolución N° 1.031/2008 emitida el 12 de septiembre de 2008, la Secretaría de Energía, modificó la Resolución N° 24/2008, estableciendo las condiciones personales que los peticionantes deben tener para solicitar Gas Plus. A su vez, mediante Resolución N° 695/2009 la Secretaría de Energía modificó ciertas condiciones para solicitar Gas Plus, exigiendo el cumplimiento de los compromisos asumidos con anterioridad.

Asimismo, y en el marco del Programa Nacional de Consumo Residencial de GLP Envasado promovido por el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con fecha 19 de septiembre de 2008, la Compañía y otros productores de gas natural celebraron con la Secretaría de Energía el Acuerdo Complementario mediante el cual se han reestructurado las categorías de usuarios residenciales originalmente establecidas en la Resolución N° 599/2007 y se acordó un incremento de las tarifas del gas natural para determinadas categorías. Los fondos provenientes del incremento de tarifas (netos de regalías e impuestos nacionales, provinciales y municipales) son cedidos (en un 65%) a un fideicomiso creado por la Ley GLP y otras normas complementarias a los fines de (i) ampliar las redes de distribución de gas y (ii) reducir los costos de la garrafa de GLP de uso domiciliario de 10, 12 y 15 kilogramos para consumidores residenciales de GLP de bajos recursos, todo ello hasta alcanzar la suma de \$450 millones por año. Dicho porcentaje fue posteriormente incrementado al 100% por la Secretaría de Energía, la cual se encontraba facultada a adoptar dicha medida en caso de que fuere necesario a los fines de reunir el monto antes mencionado. Hasta el presente dicho Acuerdo

ha venido prorrogándose sucesivamente a través de una serie de adendas. En tal sentido, con fecha 18 de diciembre de 2012 se suscribió la cuarta adenda al Acuerdo en virtud de la cual se prorrogan hasta el 31 de diciembre de 2013 los términos del mismo.

La situación particular de empresas Productoras de Gas Natural que no suscribieron la tercera adenda, entre ellas, la principal productora de GLP hizo que el ENARGAS diseñara un nuevo procedimiento destinado a que las Prestatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por redes ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario creado por la Ley de GLP las sumas que perciban y no conformen su giro comercial. Dicho procedimiento se implementó mediante Resolución ENARGAS N° 2087/2012, publicada el 23 de marzo de 2012 en el Boletín Oficial.

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprueba un “Procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas” que implementa nuevas pautas para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, estableciendo en consecuencia nuevas y más severas restricciones a la disponibilidad de gas por parte de los productores, y según se menciona a continuación:

- Las Distribuidoras quedan habilitadas a nominar todo el gas necesario para atender la Demanda Prioritaria, aun cuando se trate de volúmenes que excedan los que la Secretaría de Energía les hubiese asignado en virtud del Acuerdo homologado por la Resolución N° 599/07.
- Los Productores están obligados a confirmar todo el gas natural requerido por las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria. Las participaciones de los productores en tales volúmenes están en línea con las participaciones determinadas según el Acuerdo 2007-2011. No podemos en consecuencia predecir la demanda estimada del mercado argentino que deberá ser satisfecha por los productores, con independencia de ser un productor “firmante o no firmante” del Acuerdo 2007/2011 homologado por Resolución N° 599/07 de la Secretaría de Energía.
- Una vez abastecida la demanda prioritaria, se deben confirmar los volúmenes solicitados por el resto de los segmentos, quedando en el último orden de prioridades las exportaciones.
- En caso de que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.

En consecuencia, el procedimiento impone una obligación “solidaria” de suministro a todos los productores en caso de una inyección deficiente de un productor.

Con fecha 18 de enero de 2013 la Comisión emitió la Resolución N° 1/2013 por la cual se creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (el “**Programa de Estímulo Gas**”) con el objetivo de reducir en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de gas por medio de dos vías; en primer lugar, incrementando en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones (y por ende el flujo creciente de divisas), y por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas. En tal sentido, en el marco del Programa de Estímulo Gas se incrementará el precio de gas natural inyectado al mercado interno, por los participantes en el Programa de Estímulo Gas, por encima de la inyección base de cada empresa participante, a la suma de U\$7,5 por MMBtu.

El Programa de Estímulo Gas promueve la presentación de “Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural” por parte de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas previsto en el Decreto N° 1277/2012, a partir del cual las empresas interesadas en obtener el precio de la inyección excedente se comprometan a incrementar la inyección total de gas natural. Las empresas que presenten estos proyectos, recibirán, del Estado Nacional una compensación mensual que será la resultante de: (i) la diferencia que exista entre el precio de la inyección excedente, es decir, U\$7,5 por MMBtu, y el precio efectivamente percibido por la venta de la inyección excedente, más (ii) la diferencia que exista entre el precio base (el promedio ponderado de los precios de gas natural para el año 2012) y el precio efectivamente percibido por la venta de la inyección base (determinada en los respectivos proyectos) ajustada de acuerdo a una tasa de declino. Como contrapartida, las empresas beneficiarias deberán comprometerse a aumentar la inyección total de gas natural, asumiendo la obligación de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos

de inyección total comprometidos en sus proyectos, mediante la modalidad que a tales fines propongan en sus respectivos proyectos aprobados por la Comisión (cuyas competencias son actualmente ejercidas en forma directa por el ex MEyM). Asimismo, las empresas beneficiarias deberán cumplir con los compromisos de inversión adicionales incluidos en los respectivos proyectos.

La Ley N° 27.007 dispone que el Poder Ejecutivo Nacional a través de la Comisión administrará el Programa de Estímulo Gas y el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, conocido como el “Plan Gas II”, creado por la Resolución 60/2013 de la Comisión, y los planes que con el propósito de estimular la producción excedente de gas natural establezca en el futuro.

Los productores podían presentar proyectos para aumentar los niveles de producción de gas natural hasta el 31 de marzo de 2014. Dicho programa estaba dirigido a empresas sin producción previa o con un límite máximo de 3,5 millones de m³/día y preveía incentivos de precios en caso de aumentos de producción, y las sanciones relativas a las importaciones de gas natural licuado (“GNL”) en caso de incumplimiento de los volúmenes comprometidos. Por otra parte, las empresas cubiertas por el Programa de Estímulo a la Inyección de Excedentes de Gas Natural que cumplan con las condiciones aplicables podrán solicitar la terminación de su participación en dicho programa y su incorporación al creado por medio de la Resolución 60/2013.

En marzo de 2014, la Resolución N° 60/2013 fue modificada por la Resolución de la Comisión N° 22/2014, mediante la cual se prorrogó el plazo de presentación hasta el 30 de abril de 2014 y se elevó el límite máximo de inyección anterior a 4,0 millones m³/día.

En agosto de 2014, el ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, por medio de la Resolución N° 139/14, introdujo nuevos cambios al programa creado por medio de la Resolución N° 60/2013, entre los que se destacan la eliminación del límite máximo previo de inyección y la fijación de dos períodos anuales de inscripción.

El 18 de septiembre de 2015 la Comisión emitió la Resolución N° 185/2015, por medio de la cual creó el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección” para las compañías que no poseían producción de gas previa en la Argentina al momento de la emisión de la Resolución.

En mayo de 2016, la Resolución MEyM N° 74/2016 creó el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” y estableció que no podían presentarse nuevos proyectos dentro de este programa, aunque los proyectos aprobados seguirían siendo efectivos en las mismas condiciones.

Las empresas participantes del Programa de Estímulo se comprometieron a alcanzar un volumen de inyección mínimo (el “**Volumen Base**”) que se venderá a un precio fijo (el “**Precio Base**”) y pueden esperar recibir U\$S7,5 por millón de BTU por los volúmenes de inyección que superen el Volumen Base (la “**Inyección Excedente**”). El Estado se compromete a abonar en forma mensual una compensación por: (i) la diferencia que exista entre U\$S7,5 por millón de BTU y el precio recibido por la venta de la Inyección Excedente, más (ii) la diferencia que exista entre el Precio Base y el precio recibido por la venta de la Inyección Base.

El 4 de enero de 2016, por medio del Decreto N° 272/2015, se disolvió la Comisión, asignándose sus facultades al ex MEyM.

El 20 de mayo de 2016 el Gobierno emitió el Decreto N° 704/2016 autorizando la emisión de bonos en Dólares de los Estados Unidos de América (BONAR 2020) para el pago de sus deudas respecto del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural (Resoluciones 1/2013 y 60/2013).

En octubre de 2016, el ex MEyM emitió la Resolución N° 212/2016 que instruyó al ENARGAS a publicar los nuevos cuadros tarifarios para el servicio público de distribución de gas natural después de un largo debate que finalizó luego de una sentencia de la CSJN. Asimismo, en la mencionada Resolución N° 212/2016 se aprobaron los valores del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, a partir de octubre de 2016. De acuerdo con dicha resolución y tras las correspondientes audiencias públicas, el ENARGAS publicó los nuevos cuadros tarifarios para las empresas que prestan los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural.

Respecto del valor del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (es decir, el valor del gas inyectado por los productores para su distribución), la Resolución N° 212/2016 por la que el ex MEyM dispuso fijar el valor referido para cada semestre de cada año, conforme los cálculos que al efecto realice la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

El 6 de marzo de 2017, el ex MEyM emitió la Resolución N° 46-E/2017 que crea el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (el “**Programa de Estímulo para la Producción No Convencional**”), cuyo objetivo es promover las inversiones en producción de gas no convencional (*tight gas –arenas compactas- o shale gas –gas de esquitos-*) de yacimientos ubicados en la Cuenca Neuquina. El Estado argentino se compromete a pagar una compensación mensual por cada área ubicada en la Cuenca Neuquina bajo el “Programa de Estímulo para la Producción No Convencional” asegurando un precio mínimo de gas de: (i) 7,50 U\$S/MMBTU para 2018; (ii) 7,00 U\$S/MMBTU para 2019; (iii) 6,50 U\$S/MMBTU para 2020; y (iv) 6,00 U\$S/MMBTU para 2021. El Programa de Estímulo para la Producción No Convencional fue modificado por la Resolución N° 419-E/2017 fijando los siguientes términos:

- a) Define que la “Producción Inicial” (tal como es definida en dicha resolución) será el promedio mensual de la producción de gas no convencional calculada para el período entre julio de 2016 y junio de 2017;
- b) Modifica la definición de “Precio Efectivo” (tal como es definida en dicha resolución), estableciendo que el precio efectivo será el promedio del precio por el volumen de las ventas total de gas natural publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos;
- c) Establece que, para calificar dentro del Programa de Estímulo para la Producción No Convencional, las empresas de petróleo y gas deben alcanzar una producción media anual (en un período de doce meses consecutivos antes del 31 de diciembre de 2019) igual o superior a 500.000 m3 por día.

El Programa de Estímulo para la Producción No Convencional creado por la Resolución 46-E/2017 (y sus modificaciones) tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021.

Precio del Gas

En el marco de la determinación de los valores de las tarifas del servicio público de distribución de gas natural para el año 2017, el ex MEyM aprobó, mediante la Resolución N° 74/2017 del 30 de marzo de 2017, los valores del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (“**PIST**”), aplicables a partir del 1° de abril de 2017. El valor de la tarifa del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte fue modificado a través de la Resolución N° 474/2017 del MEyM que entró en vigor el 1° de diciembre de 2017.

En noviembre de 2017 el ex MEyM de la Nación convocó a productores y distribuidoras de gas natural, así como también a ENARSA, a fin de que establezcan condiciones básicas que servirían de marco para los acuerdos de suministro celebrados entre ellos a partir del 1 de enero de 2018. Así, con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y ENARSA, a instancias del ex MEyM, suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (las “**Bases y Condiciones**”).

Las Bases y Condiciones establecieron (i) las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales, (ii) la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural dentro del período de “transición” hasta la normalización antes indicada –i.e. el período de vigencia de las Bases y Condiciones, hasta el 31 de diciembre de 2019-, (iii) los lineamientos para la contratación de volúmenes de gas para el abastecimiento de la demanda de las distribuidoras para el período comprendido entre el 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019.

En relación con esto último, las Bases y Condiciones establecieron: (i) los volúmenes que cada productor firmante debe inyectar por cuenca para abastecer a la demanda de las distribuidoras, (ii) los volúmenes diarios disponibles por cuenca para cada distribuidora, (iii) el precio según la categoría de cliente y por período expresado en U\$S/MMBTU, (iv) la obligación del productor de entregar o pagar por el 100% del volumen, (v) la obligación de las distribuidoras de tomar o pagar por el 100% del volumen, excepto en caso de no contar con demanda y no nominar volúmenes de contratos no comprendidos en las Bases y Condiciones; y (vi) el vencimiento de las facturas a los 75 días del cierre del mes de suministro.

Mediante la Resolución 46/2018, el ex Ministerio de Energía estableció nuevos precios máximos en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serían de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con

destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

El 3 de abril de 2018, el ex Ministerio de Energía emitió la Resolución N° 97/2018 (modificada por la Resolución N° 54/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía), aprobando el procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, y el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural. Consecuentemente, el 28 de febrero de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución Conjunta N° 21/2019 de las Secretarías de Finanzas y de Hacienda, estableciendo la emisión de los “Bonos Programas Gas Natural” por un monto de hasta U\$S1.600 millones con fecha de vencimiento el 28 de junio de 2021, amortizable en 29 cuotas consecutivas y mensuales. Dicho programa no estableció una tasa de interés. Los bonos fueron emitidos para cancelar las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago enumeradas en la Resolución N° 97/2018.

A partir del mes de mayo de 2018, el desfasaje producido por la fuerte devaluación del Peso respecto del tipo de cambio fijo considerado por el ENARGAS en el tarifario de abril de 2018 generó un monto muy significativo de diferencias diarias acumuladas.

Frente a esta situación, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1053/2018 el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019. Asimismo, dispuso en su artículo 8 que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras debían prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional (el Decreto N°. 1053/2018 fue luego derogado por el artículo 91 de la Ley 27.591, publicada en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2020).

En este contexto, el 9 de enero de 2019 la ex Secretaría de Gobierno de Energía (“**Secretaría de Gobierno**”) publicó una consulta pública cuyo objeto era poner en consideración la propuesta de “Concurso de Precios para la Provisión de Gas Natural en Condición Firme para Usuarios del Servicio Completo de Distribución” (la “**Consulta**”). La propuesta versaba sobre la instrumentación de un mecanismo de subasta para las contrataciones de volúmenes de gas a través del MEGSA. En esa Consulta, la Secretaría de Gobierno propuso la celebración de una subasta de precios a través del MEGSA el día 11 de febrero de 2019, para el abastecimiento de gas por parte de las licenciatarias del servicio de distribución de gas durante dos períodos estacionales. En efecto, luego de establecer en el modelo de oferta que el precio del contrato entre productores y distribuidores debería pactarse en Dólares de los Estados Unidos de América, la propuesta obligaba a todos los productores que quisieran participar en las subastas del MEGSA a atenerse al siguiente esquema:

- a) La factura por el gas natural comprado por la distribuidora debería emitirse dentro de los primeros cinco días de cada mes;
- b) A tal efecto, el precio del gas natural sería convertido en pesos argentinos según el “tipo de cambio establecido por el ENARGAS para el período estacional correspondiente a la entrega del gas facturado”;
- c) El pago se haría efectivo el día treinta del mes calendario siguiente al mes en que se hubiera entregado el gas natural a la distribuidora.

Esto implicaba establecer un período de más de siete meses en los que el precio del gas sería fijado en pesos argentinos que resultarían de la conversión del precio en Dólares de los Estados Unidos de América, a un tipo de cambio determinado arbitrariamente por el ENARGAS.

Sin perjuicio de los comentarios remitidos por varias empresas de la industria, el 11 de febrero de 2019 la Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 32/2019 (la “**Resolución 32**”) que dispuso el siguiente esquema contractual aplicable a las transacciones a realizarse durante el concurso de precios para lograr el abastecimiento de gas por parte distribuidoras:

- a) Salvo prórroga de mutuo acuerdo por las partes, los contratos firmados en ocasión del concurso de precios tendrán una vigencia de doce meses, es decir, dos períodos estacionales con comienzo el 1° de abril de 2019;
- b) La factura por el gas natural comprado por la distribuidora deberá emitirse dentro de los primeros cinco días de cada mes;
- c) A tal efecto, el precio del gas natural será convertido en pesos argentinos según el tipo de cambio establecido

por ENARGAS para el período estacional correspondiente a la entrega del gas facturado;

- d) El pago deberá efectuarse recién “a los sesenta y cinco (65) días de finalizado el mes de la efectiva entrega, o el día hábil inmediato posterior”. En otras palabras, establece un período de nueve meses en pesos argentinos;
- e) Además, se agregó una cláusula, que no fue sometida a la Consulta, que establece que en caso de que el ENARGAS no garantice el traspaso a tarifa del Precio de venta establecido, cualquiera de las Partes podrá rescindir los derechos y obligaciones emergentes de la Oferta, sin responsabilidad para ninguna de las Partes.

Posteriormente, la Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 72/2019, aprobando la “Metodología de Traslado a Tarifas del Precio de Gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas” (la “**Metodología**”). Así:

- a) Los contratos celebrados en el ámbito de MEGSA se presumirían celebrados en forma transparente y competitiva. No obstante supeditar la certificación de dichos contratos al cumplimiento de las previsiones determinadas en el art. 8 del DNU 1053/18.
- b) El método para determinar el tipo de cambio que deberá utilizarse a efectos de convertir a pesos argentinos el precio del gas para su traslado a las tarifas a pagar por los usuarios finales a partir del 1° de abril de 2019 será “*el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas*”.

De esta forma, la venta de gas a un tipo de cambio fijo desnaturalizó la conmutatividad de las relaciones contractuales asumidas por los productores: si el tipo de cambio aumentaba, los precios percibidos por los productores serían menores a los precios acordados en los contratos.

Con fecha 20 de agosto de 2019, el ENARGAS dictó la Resolución N° 466/2019 –que, entre otras cosas: a) aprobó la metodología para la determinación del monto neto de las diferencias diarias acumuladas, referidas en el Artículo 7° del Decreto N° 1053/18; b) Aprobó el modelo de “Solicitud de Adhesión al Régimen” (luego modificada por la Resolución N° 624/2019) y estableció que no se admitirían solicitudes de adhesión parciales y/o condicionadas; y c) aprobó el “Procedimiento Informativo” que deberían cumplir quienes adhirieran al régimen previsto en el Decreto N° 1053/18.

El ENARGAS aprobó los últimos montos netos de las diferencias acumuladas en Pesos, a través de la Resolución N° 735/2019 emitida en noviembre de 2019, para las siguientes empresas: Compañía General De Combustibles S.A., Integración Energética Argentina S.A., Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina, Pampa Energía S.A., Pan American Sur S.A., Pluspetrol S.A., Tecpetrol S.A., Total Austral S.A. Sucursal Argentina, Wintershall Dea Argentina S.A. e YPF S.A.

Sin perjuicio de lo mencionado precedentemente, con fecha 27 de abril de 2020 el ENARGAS dictó la Resolución N° 27/2020 (la “**Resolución 27**”) que derogó la Resolución 72/19 y, con ella, la Metodología explicada en este Prospecto. Para ello, se fundó en que la Metodología era en una simplificación regulatoria que prácticamente anulaba la posibilidad del ENARGAS de revisar los contratos y precios del gas toda vez que la Metodología presumía que se había asegurado la libertad de contratación y la razonabilidad de los precios por el mero hecho de que los contratos se habían ejecutado a través de la subasta. Asimismo, consideró que el cambio sustancial en las variables macroeconómicas implicaba la necesidad de ponderar caso por caso, con un criterio técnico, el análisis del precio del gas y la razonabilidad de la tarifa.

Con respecto los precios en el PIST, en los años recientes se emitieron una serie de resoluciones al respecto:

La Resolución 610/2022 de la Secretaría de Energía fijó precios en el PIST para el gas natural de aplicación a los usuarios residenciales del servicio público de gas natural por red, Nivel 1, de conformidad con la gradualidad y ajuste temporal establecido en el Decreto N° 332/2022 (que estableció una segmentación de subsidios).

La Resolución 403/2022 de la Secretaría de Energía determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST para los contratos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar (que se describe en apartados siguientes), de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del día 1° de junio de 2022. Posteriormente, ocurrida la extensión del Plan Gas.Ar mediante el Decreto N° 730/2022, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 6/2023 implementando una nueva adecuación de precios.

La Resolución N° 354/2020 de la Secretaría de Energía estableció precios máximos en el PIST para producción de gas

natural no abarcada en Plan Gas.Ar, destinado a generación térmica en el MEM.

Programa Gas Natural

El 3 de abril de 2018, el ex MEyM aprobó mediante la Resolución N° 97/2018, la cancelación del procedimiento de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago del Gobierno argentino del Programa Estímulo de Gas Natural (Resolución N° 1/2013) y el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con inyección reducida (Resolución N° 60/2013). Las empresas beneficiarias adheridas a esos programas bajo los términos de la Resolución N° 97/2018 estarían autorizadas a recibir los montos adeudados del Gobierno argentino en 30 cuotas iguales y consecutivas a partir de enero de 2019.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Ley 27.467 de Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019, la cual incluye, en su artículo 55, la autorización para la emisión de instrumentos de deuda pública por hasta U\$S1.600 millones, para la cancelación de las compensaciones del año 2017 del Plan Gas I (conforme lo dispuesto en la Resolución N° 97/2018 del entonces Ministerio de Energía).

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución N° 54/19 de la SE, que modifica parcialmente la Resolución N° 97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el art. 55 de la Ley N° 27.467. Dispone, entre otras cuestiones, que para solicitar la cancelación conforme este mecanismo, las empresas beneficiarias deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de diez días de notificadas, y que, al adherirse al mecanismo de cancelación mencionado, renuncian a todo derecho, acción o reclamo en relación con los programas, los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren emitido.

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Conjunta N° 21/19 de las Secretarías de Finanzas y Hacienda que dispuso la emisión, con fecha 27 de febrero de 2019, de los “Bonos Programas Gas Natural” por un monto hasta un valor nominal de U\$S1.600 millones, cuya fecha de vencimiento será el 28 de junio de 2021. La amortización será en 29 cuotas mensuales y consecutivas. Dicho programa no devenga interés.

Plan Gas 2020-2024 (Plan Gas.Ar)

A través del Decreto N° 892/2020, de fecha 13 de noviembre de 2020, el gobierno implementó el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (el “**Plan Gas.Ar**”).

El plan tiene los siguientes objetivos:

- a) Promover las inversiones en la producción de gas natural, con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con la producción de sus propios yacimientos.
- b) Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.
- c) Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d) Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
- e) Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- f) Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno
- g) Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos
- h) Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.
- i) Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional

- j) La Secretaría de Energía será la autoridad encargada de la implementación del plan. Se faculta a la Secretaría a instrumentar el Plan de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan Gas Ar, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la Ley No. 24.076.

Las principales pautas y criterios del Plan son las siguientes:

- a) El Plan Gas Ar será implementado a través de la ejecución de acuerdos directos entre los productores de gas, por un lado, y los distribuidores y subdistribuidores de gas (para satisfacer la demanda prioritaria) y CAMMESA (para satisfacer la demanda de las centrales térmicas) por el otro. Estos contratos serán adjudicados y negociados, y el precio PIST será determinado a través de una subasta, licitación o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía.
- b) Una duración inicial de 5 años, los cuales pueden extender por periodos adicional de un año por la Secretaría de Energía e acuerdo a su análisis del mercado de gas, los volúmenes de demanda y las posibilidades de inversiones en infraestructura. Para los proyectos costa afuera, un plazo mayor de 8 años podrá contemplarse.
- c) Un volumen base total de 70.000.000 m3 por día para los 365 días de cada año calendario bajo el esquema (distribuido de la siguiente forma: (i) Cuenca Sur 20MMm3/d, (ii) Cuenca Neuquina 47.2MMm3/d, y (iii) Cuenca Noroeste 2.8MMm3/d), y ciertos volúmenes adicionales para el período de inviernos de cada uno de los cuatro años.
- d) Los productores deben presentar un plan de inversiones para alcanzar los volúmenes de inyección comprometidos, y comprometerse a alcanza una curva de producción por cenca que asegura la sustentabilidad y aumente los niveles actuales.
- e) Puede ofrecérseles a los productores condiciones preferenciales de exportación – en condición firme- por hasta un total de 11.000.000 m3 por día a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal.
- f) El gobierno federal podrá asumir el pago mensual de una porción del precio del gas natural al PIST, para administrar el impacto del costo del gas natural que es transferido a los usuarios finales:
- g) El Banco Central Argentino deberá establecer mecanismos para asegurar la repatriación de inversiones directas y sus ganancias y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior cuando los fondos hayan sido ingresados por el MLC y sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigor del presente decreto y destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan Gas.Ar;
- h) Las Resoluciones N°80/17 y 175/19 de la ex Secretaría gobierno de Energía fueron derogadas. La Secretaría de Energía podrá complementar el Plan Gas.Ar con los programas de estímulos establecidos en dichas regulaciones.

El 20 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 317/2020, en la cual aprobó el Pliego de Bases y Condiciones para la Licitación Pública Nacional para adjudicar un volumen de gas natural de 70.000.000 m3 por día, los 365 días de cada año calendario del Plan Gas.Ar, y un volumen adicional para cada período invernal desde el 20201 al 2024.

El 1 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 354/2020, estableciendo los parámetros para la actuación de CAMMESA dentro del Plan Gas.Ar.

- a) Define cuáles serán los volúmenes “firmes” de gas para CAMMESA;
- b) Instruye a CAMMESA a realizar la asignación de los cupos de gas natural para su consumo en generación térmica de acuerdo a cierto orden de prioridad de despacho.

Esta resolución estableció también los nuevos precios máximos de PIST, para cada cuenca, para la producción de gas natural no incluida en el Plan Gas.Ar con destino a la generación de electricidad a ser

comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 391/2020, adjudicando los volúmenes de gas natural en el marco del Plan Gas.Ar y aprobando los precios de gas natural en PIST.

El 29 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 447/2020, modificando ciertos aspectos de la Resolución 391/2020. Entre otros aspectos, esta resolución estableció que, para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de pago bajo los contratos a ser ejecutados, la Secretaría de Energía, los distribuidores y los subdistribuidores deberán depositar en una cuenta bancaria las sumas que perciban, mensualmente, en concepto de gas en el PIST. Estos fondos deberán ser utilizados exclusivamente para pagar el gas natural adquirido en el marco de los contratos ejecutados dentro del Plan Gas.Ar.

El 16 de febrero de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 117/2021, llamando a una audiencia pública para tratar la porción del precio del gas natural en PIST cuyo pago el gobierno federal tendrá a su cargo bajo el plan Gas.Ar. La audiencia se llevó a cabo el 15 de marzo de 2021.

El 21 de febrero de 2021, dados que los volúmenes de gas adjudicados bajo la primer Licitación del Plan Gas.Ar resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de demanda interna para los periodos invernales de 2021, 2022, 2023 y 2024, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 129/2021, llamando a una Ronda 2 de la Licitación Pública Nacional para el Plan Gas.Ar (el procedimiento realizado bajo esta Resolución fue aprobado mediante la Resolución N° 169/2021 de la Secretaría de Energía)

En el mismo día, por medio de la Resolución N° 125/2021, la Secretaría de Energía instrumentó los certificados de créditos fiscales como garantías bajo el Plan Gas.Ar, para respaldar el pago de las compensaciones/incentivos en cabeza del gobierno federal, a ser pagados a los productores. La Resolución General N° 4939/2021 de AFIP, de fecha 3 de marzo de 2021, aprobó el procedimiento para la registración, aplicación y designación de dichos certificados.

Por medio de la Resolución N° 144/2021 emitida por la Secretaría de Energía, una serie de guías fueron establecidas para evitar prácticas desleales contra el Plan Gas.Ar en temas relacionados con el empleado y la provisión directa de bienes y servicios en nombre de los pequeños y medianos negocios y empresas regionales.

Con fecha 3 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 375/2021 (complementada por la Resolución N° 130/2021 del ENARGAS), por intermedio de la cual:

- (i) Establece que los usuarios de la categoría Servicio General P (usuarios residenciales-domésticos y las usuarias residenciales-domésticas y de aquellos usuarios no domésticos o aquellas usuarias no domésticas sin cantidades contractuales mínimas, o sin contratos) que adquieren el gas natural directamente a productores y comercializadores, podrán optar hasta el vencimiento de la emergencia sanitaria, ampliada por el Decreto N° 260 de fecha 12 de marzo de 2020 y prorrogada por el Decreto N° 167 de fecha 11 de marzo de 2021, por la contratación de su abastecimiento de gas natural a través de un productor o comercializador, así como de la distribuidora zonal bajo la modalidad de servicio completo;
- (ii) Encomienda al ENARGAS que implemente los procedimientos necesarios para llevar a cabo lo anterior;
- (iii) Instruye a ENARSA a celebrar contratos con las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes respecto de los volúmenes que resulten bajo la modalidad de servicio completo.

El 8 de junio de 2021 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 507/2021 de la Secretaría de Energía, que aprobó una erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las subdistribuidoras listadas en el Anexo de la Resolución.

La asistencia económica transitoria consistirá en el reconocimiento del 25% de la facturación que en concepto de compra de gas natural –neto de impuestos- abonen mensualmente las subdistribuidoras alcanzadas por la Resolución, durante el período mayo a noviembre de 2021; multiplicado por el volumen de gas natural subdistribuido en cada mes estimando un monto total de \$ 950.000.000.

Para acceder a estos beneficios, las subdistribuidoras alcanzadas deberán presentar la documentación respaldatoria suficiente que acredite el precio y el volumen pagado a la distribuidora zonal en cada uno de los periodos que abarca la medida.

La Resolución N° 507/2021 fue complementada por la Disposición N° 6/2021 de la Subsecretaría de Hidrocarburos (modificada por la Disposición N° 9/2021 del mismo organismo) que estableció la documentación que debían presentar las subdistribuidoras para acceder a la asistencia económica transitoria, y la forma en que esa asistencia sería distribuida.

Posteriormente, por medio de la Resolución N° 950/2021 de la SE, se aprobó -en el marco de lo dispuesto en la Resolución N° 507/2021- una erogación con carácter de asistencia económica transitoria correspondiente al mes de mayo de 2021 por la suma de \$ 125.495.922, de acuerdo con el detalle allí incorporado como anexo.

En octubre de 2021, fue dictada la Resolución 984/2021 de la SE, convocando a la Ronda 3 para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por las Resoluciones Nros. 391/2020 (y su modificatoria) y 169/2021, correspondientes a las Cuencas Neuquina, Austral y Noroeste, por cada uno de los meses calendario correspondientes al período mayo 2022 a diciembre 2024 inclusive. El procedimiento fue aprobado mediante la Resolución N° 1091/2021 de la SE.

En el año 2022, fue dictada la Resolución 2/2022 de la SE, convocando a audiencia pública a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan Gas.Ar. La audiencia se celebró el 31 de enero de 2022.

Mediante la Resolución N° 140/2022, publicada en el Boletín Oficial el 16 de marzo de 2022, la Secretaría de Energía aprobó una nueva erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las subdistribuidoras de gas natural listadas en aquella resolución, que consistió en un reconocimiento del 25% de la facturación que en concepto de compra de gas natural a distribuidoras zonales -neto de impuestos- abonen mensualmente las subdistribuidoras comprendidas en la resolución durante el período diciembre de 2023 a julio de 2022 inclusive, estimando un monto total de \$800.000.000

A través de la Resolución SE N° 403/2022, publicada en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2022, la Secretaría de Energía determinó la adecuación de los precios de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar (en todas sus rondas), que serán de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del día 1° de junio de 2022.

Decreto 730/2022 – 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)

El 4 de noviembre de 2022 fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 730/2022 (el “Decreto N° 730”), que instrumentó la continuidad del Plan Gas.Ar (aprobado por el Decreto 892/2020) hasta el año 2028.

El Decreto N° 730 aprobó el “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)”, e instruyó a la Secretaría de Energía a instrumentar dicho Plan, así como a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del Plan en los aspectos no medulares.

Entre los fundamentos del Plan, se enumeran:

- a) Consolidar el bloque de volumen plano de poco más de 70 MM m3/d) adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;
- b) Conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a instalarse en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar (Resolución SE N° 67/2022); y
- c) Procurar la máxima utilización de la capacidad de transporte disponible desde las cuencas Noroeste y Austral (que a los efectos de este Plan comprende la producción onshore y offshore de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) con producción nacional, con el objetivo

prioritario de sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

El Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de CAMMESA. Contempla los siguientes objetivos:

- a) 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.
- b) Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.
- c) Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d) Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
- e) Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- f) Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- g) Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- h) Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.
- i) Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural, compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, el Decreto N° 730 modifica el Decreto N° 892/2020, facultando a la Secretaría de Energía a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme la Ley N° 24.076.

De este modo, el esquema a instrumentar incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:

- a) Volumen: será establecido por la Secretaría de Energía, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
- b) Plazo: se extenderá hasta el año 2028 inclusive. Este plazo podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas.
- c) Exportaciones: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la Secretaría de Energía.
- d) Precio mínimo de exportación: la autoridad de aplicación establecerá en cada oportunidad un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación. Dicho precio constituirá el precio comercial razonable conforme a lo dispuesto en el artículo 6º de la Ley N° 17.319.
- e) Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de concurso público, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia
- f) Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.
- g) Misceláneas: se preverán otros aspectos que, a criterio de la Secretaría de Energía, resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda”.

Se plantea un esquema competitivo: desde la Secretaría de Energía se convoca a la firma de contratos directos entre productores, por un lado, y la demanda prioritaria (licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras) como la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

El precio del gas en el PIST surgirá de la concurrencia en el mercado; en un marco de libre competencia, sujeto a las condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para reducir el declino de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para el gas en el PIST que incorpore la curva de eficiencia de los últimos años.

Dependiendo de la instancia, los productores deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos, o bien comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y a comercializar la producción asociada al mismo, en los términos que prevea la autoridad de aplicación en la reglamentación del esquema. En cualquiera de los casos, en una actividad con declino geológico, ello implica un volumen de inversión significativo que -a la vez- tracciona los niveles de empleo.

A los efectos de reconocer prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta, se efectuará, en primera instancia, un ordenamiento de las rondas por orden cronológico (partiendo de la más antigua a la más reciente), y dentro de cada ronda tendrán prioridad quienes oferten los precios más competitivos. De esta manera, se favorece la eficiencia en las asignaciones y se respeta el ordenamiento temporal de los compromisos.

Se otorga prioridad para exportar en condición firme parte del volumen total de exportación, a aquellos Productores Firmantes que presenten precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen en las Rondas, de manera tal que ello redunde en un ahorro fiscal para el Estado Nacional. Esta medida pretende seguir con el desarrollo del mercado de exportación a los países vecinos e incentivar la concurrencia en las futuras Rondas.

La Secretaría de Energía definirá, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en las Rondas para el gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (pass through) del costo a la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la autoridad de aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. De allí que esta iniciativa tenga en cuenta tanto los precios requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria.

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 770/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó en el ámbito de la Secretaría a Concurso Público Nacional para:

- a) La extensión de los compromisos asumidos por los adjudicatarios en la Cuenca Neuquina en el marco de (i) los procedimientos realizados para la Ronda #1 del Plan Gas.Ar convocado mediante la Resolución N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391/2020 y (ii) los procedimientos realizados para la Ronda #3 del Plan Gas.Ar, convocado mediante la Resolución N° 984/2021 y adjudicado mediante la Resolución N° 1.091/2021;
- b) la adjudicación de los siguientes volúmenes de gas natural en la cuenca Neuquina:
 - i. "Gas Plano Julio": hasta 11.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
 - ii. "Gas Plano Enero": hasta 3.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;
 - iii. "Gas de Pico 2024": hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive;
 - iv. "Gas de Pico 2025": hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive.

Lo anterior, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones (Ronda #4 - Cuenca Neuquina) que forma parte de la Resolución 770/2022.

Asimismo, se convocó a Concurso Público Nacional para:

- a) la extensión de los compromisos asumidos por aquellos adjudicatarios que realizaron ofertas en las Provincias de Chubut y Santa Cruz en el marco de la Ronda #1 del Plan Gas.Ar, convocado mediante la Resolución N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391/2020, modificada por Resolución N° 447/2020;
- b) la presentación de proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, bajo la figura de Plan de Actividad Incremental, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones (Ronda #5 – Cuencas Austral y Noroeste) que forma parte de la Resolución 770/2022.

Posteriormente fueron publicadas en el Boletín Oficial tres circulares modificatorias del pliego de bases y condiciones (Circular N° 1/2022, publicada el 22 de noviembre de 2022; Circular N° 2/2022, publicada el 6 de diciembre de 2022; y Circular N° 3/2022, publicada el 6 de diciembre de 2022).

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 771/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a Audiencia Pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a los precios del gas natural respecto de la porción del precio que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo en los términos del artículo 6 del Decreto N° 892/2020. La audiencia se celebró virtualmente el día 6 de diciembre de 2022.

El 23 de diciembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 860/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual -entre otras cuestiones- (i) se aprobó el procedimiento realizado para los concursos nacionales convocados a través de la Resolución N° 770/2022; (ii) se adjudicaron los volúmenes de gas natural en el marco de aquellos concursos; (iii) se aprobaron los precios de gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados; (iv) se modificaron ciertas disposiciones de la Resolución N° 770/2022.

El 10 de enero de 2023 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 6/2023 de la Secretaría de Energía, mediante la cual determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028” (Plan Gas.Ar), aplicable a los consumos de gas realizados a partir del 1° de marzo de 2023 y 1° de mayo de 2023, respectivamente, conforme surge del Anexo que integra la resolución.

Asimismo, instruye a ENARSA, a las empresas productoras y a las distribuidoras y/o subdistribuidoras de gas natural por redes que hayan celebrado contratos o acuerdos de abastecimiento en el marco del Plan Gas.Ar., para que, en el plazo de 5 días corridos de la publicación de la presente, o el hábil siguiente, adecuen dichos instrumentos conforme a lo establecido en la resolución, y sean presentados en dicho plazo a la Secretaría de Energía y al ENARGAS.

El 21 de abril, el 27 de abril, el 22 de junio, el 28 de junio, el 27 de septiembre y el 17 de noviembre de 2023 se publicaron en el Boletín Oficial, respectivamente, las Resoluciones N° 265/2023, 296/2023, 521/2023, 543/2023, 799/2023 y 944/2023 de la Secretaría de Energía, mediante las cuales se adjudicaron volúmenes de gas natural en el marco de la Resolución N° 770/2022.

La Resolución N° 6/2023 fue modificada por la Resolución N° 113/2023.

Ley de Solidaridad

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541.

La Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional a:

- (I) Mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal por un plazo máximo de hasta 180 días a partir de la vigencia de la ley (desde el 23 de diciembre de 2019);

El 19 de junio de 2020, a través del Decreto 543/2020, el Poder Ejecutivo Nacional extendió el congelamiento de tarifas establecido en la Ley de Solidaridad por un plazo adicional de 180 días desde la finalización del plazo anterior. Todo esto con el objetivo de reducir la carga tarifaria de los hogares y las empresas durante el 2020.

A través del Decreto 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, el congelamiento de tarifas impuesto por la Ley de Solidaridad es extendido por un plazo adicional de 90 (noventa) días desde la finalización del plazo establecido por el Decreto 543/2020, o hasta que los nuevos cuadros tarifarios transitorios entren en vigor, lo que ocurra primero.

- (II) Iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, ley 24.076 y demás normas concordantes, por un plazo máximo de hasta 180 días a partir de la vigencia de la ley. Las provincias fueron también invitadas a adherirse a estas políticas.

En este sentido, el Decreto N° 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad. Si bien el Decreto N° 1020/2020 estableció que el término de la renegociación no podía exceder los dos (2) años desde su emisión, mediante el Decreto N° 815/2022 el plazo fue prorrogado por un año adicional a partir de su vencimiento.

(III) Intervenir administrativamente el ENARGAS y el ENRE por el término de un año.

A través del Decreto N° 278/2020, el Poder Ejecutivo Nacional intervino el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, nombrando un interventor y definiendo sus respectivos poderes y autoridades. Además, de forma efectiva desde la entrada en vigor del decreto, los miembros vigentes del Directorio de ENARGAS fueron suspendidos de sus funciones hasta tanto el ENARGAS deje de estar intervenido.

A través del Decreto 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, la intervención del ENARGAS fue extendida por el período de un año desde la fecha de vencimiento (es decir, desde el 31 de diciembre de 2020) o hasta que se complete la renegociación de la revisión de tarifas establecida por el mencionado decreto, aquello que suceda primero. Esto fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2022 por medio del Decreto N° 871/2021, y por medio del Decreto N° 815/2022 se extendió por un plazo adicional de un año o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de los Acuerdos Definitivos de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), lo que ocurra primero.

El 18 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el PEN dispuso la intervención de ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio³

Mediante el Decreto N° 332/2022, publicado en el Boletín Oficial el 16 de junio de 2022, el Poder Ejecutivo estableció, a partir del mes de junio de 2022, un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objeto de lograr valores de energía razonables y susceptibles de ser aplicados con criterios de justicia y equidad distributiva. El régimen de segmentación se basa en la categorización de los usuarios residenciales de dichos servicios en 3 grupos, según el nivel de ingresos conjunto de los habitantes del hogar: mayores (Nivel 1), menores (Nivel 2) y medios (Nivel 3). La autoridad de aplicación del régimen de segmentación es la Secretaría de Energía.

El 29 de abril de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 250/2023 que ratificó las adendas a los acuerdos transitorios de renegociación del régimen tarifario de transición para la adecuación transitoria de la tarifa de gas natural suscriptas con las empresas mencionadas. Esto último permitió la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios conforme Resolución ENARGAS N° 196/2023, la cual refleja los incrementos diferenciales por categoría acordados en la tarifa de Distribución, que arrojan un incremento promedio del 105%. Esta resolución además contempla los incrementos otorgados en la tarifa de transporte, así como los precios de gas vigentes desde el 1 de marzo de 2023 conforme la Resolución SE N° 6/2023.

El 15 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 704/2023 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a Audiencia Pública N° 104 con el objeto de poner a consideración:

³ El 29 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 5/2023 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se designó como interventor del ENARGAS al Ing. Carlos Alberto María Casares.

- i. La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22);
- ii. La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22);
- iii. El traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución;
- iv. La determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes;
- v. El tratamiento de la incidencia del costo del flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) respecto de las localidades abastecidas con gas propano/butano indiluido por redes;
- vi. El tratamiento de la incidencia del precio del gas en el costo del gas natural no contabilizado (GNNC);
- vii. La reversión del Gasoducto Norte - criterios de tarificación y asignación de capacidad.

La audiencia fue convocada para el 8 de enero de 2024.

Por Resolución ENARGAS N° 52/2024, publicada en el Boletín Oficial el 15 de febrero de 2024, el Ente resolvió:

- (i) declarar la validez de la Audiencia Pública N° 104;
- (ii) hacer saber que la aprobación de las tarifas transitorias que resulten de los análisis pertinentes en los términos de la Ley N° 24.076, su Decreto Reglamentario, las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y Distribución, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, tendrá lugar dentro de los treinta (30) días hábiles administrativos de publicada la presente;
- (iii) hacer saber que la "Determinación de un índice de actualización mensual para las tarifas del servicio público de transporte de gas natural y del servicio público de distribución de gas por redes", conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, será objeto de análisis adicionales, considerando las cuestiones sustantivas y adjetivas del mecanismo de readecuación, y sus resultados se darán a conocer dentro de los noventa (90) días hábiles administrativos de publicada la presente;
- (iv) hacer saber que el tratamiento de la incidencia del Gas Natural no Contabilizado (GNNC) y el costo de flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) respecto de las localidades abastecidas por gas propano/butano indiluido por redes, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, será evaluado en oportunidad de la Revisión Quinquenal Tarifaria ordenada por el Decreto N° 55/2023; sin perjuicio de los ajustes propios del margen de distribución en los términos del artículo 2° de la presente;
- (v) hacer saber que los criterios definitivos para la Reversión del Gasoducto Norte - de tarificación y asignación de capacidad-, conforme el objeto de la Audiencia Pública N° 104, serán establecidos en oportunidad de la Revisión Quinquenal Tarifaria ordenada por el Decreto N° 55/2023.

Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 – Emergencia del sector energético nacional

Mediante el DNU N° 55/2023, publicado en el Boletín Oficial el 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal. La emergencia y sus acciones asociadas tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024.

Mediante el DNU, se instruyó a la Secretaría de Energía para elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

Asimismo, se determinó el inicio de la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural. La entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024.

El DNU establece que hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.

El DNU también dispuso la intervención de ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio. La Secretaría de Energía tiene la facultad de designar a los interventores del ENRE y del ENARGAS. Entre sus facultades, los interventores tendrán a su cargo la realización del proceso de revisión tarifaria.

Por último, mediante el DNU el PEN invitó a las provincias a coordinar con la Secretaría de Energía las acciones de emergencia necesarias para asegurar la prestación de servicios de distribución eléctrica en sus jurisdicciones.

Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 – Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina

Mediante el DNU N° 70/2023, publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025.

El DNU N° 70/2023 establece que el Estado Nacional promoverá y asegurará la vigencia efectiva, en todo el territorio nacional, de un sistema económico basado en decisiones libres, adoptadas en un ámbito de libre concurrencia, con respeto a la propiedad privada y a los principios constitucionales de libre circulación de bienes, servicios y trabajo. Para cumplir ese fin, se dispondrá la más amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional y quedarán sin efecto todas las restricciones a la oferta de bienes y servicios, así como toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda.

En lo que respecta a la industria gasífera, el DNU faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de gas natural según las Leyes N° 17.319 y 24.076, sus complementarias, modificatorias y reglamentarias.

Se establece que dicho beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, a ser establecido por la reglamentación. A los efectos de calcular el costo de los consumos básicos, se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro. A los efectos de implementar la segmentación de la asignación de subsidios a los usuarios y las usuarias de servicios públicos de gas natural por red.

Se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios.

Restricciones a las Exportaciones de Gas Natural

La Ley del Gas Natural N° 24.076 establece que la exportación de gas se encuentra sujeta a la autorización de la Secretaría de Energía, la cual será concedida si la provisión interna no es afectada por ello. En uso de sus facultades, la Secretaría de Energía emitió en 2004 la Resolución N° 265/04, imponiendo límites a las exportaciones de gas natural, con la intención de asegurar el adecuado abastecimiento de gas natural al mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de la electricidad. Entre las medidas adoptadas estaban:

- la suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural,
- la suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes de exportación de gas natural,
- la suspensión de todas las solicitudes de nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas o a ser presentadas ante la ex Secretaría de Energía, y
- autorización a la Subsecretaría de Combustibles para crear un programa de racionalización de las exportaciones de gas y de la capacidad de transporte.

En marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles emitió la Disposición N° 27/04, aprobando el “Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y del Uso de la Capacidad de Transporte”. Entre otras cosas, la Disposición N° 27/04 estableció un límite a las autorizaciones de exportación de gas natural, las cuales, en ausencia de

autorización expresa de la ex Subsecretaría de Combustibles, no podían ser ejecutadas por volúmenes que excedan el volumen las exportaciones registradas durante el año 2003.

En junio de 2004, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 659/04, la cual estableció un nuevo programa para asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado local, es decir, el “Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural” (que sustituye al programa creado por la referida Disposición N° 27/04). Bajo dicha Resolución N° 659/04 (modificada por la Resolución N° 1.681/04 de la ex Secretaría de Energía), las exportaciones de gas natural podían ser reducidas debido a escasez de gas natural en el mercado local, requiriéndose a los productores exportadores que entreguen al mercado local volúmenes adicionales de gas natural más allá de aquellos que esos productores se hubieren comprometido contractualmente a suministrar. La exportación de gas natural bajo los actuales permisos de exportación está condicionada al cumplimiento de requerimientos de inyección adicional impuestos a los productores exportadores por las autoridades gubernamentales.

Este programa fue nuevamente modificado y complementado por la Resolución N° 752/05 emitida por la Secretaría de Energía en mayo de 2005, que redujo más aún la capacidad de los productores de exportar gas natural y creó un mecanismo bajo el cual la Secretaría de Energía puede requerir a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales a los consumidores domésticos durante un período estacional (la “**Inyección Adicional Permanente**”), volúmenes de gas natural que tampoco están contractualmente comprometidos por los productores exportadores.

La Resolución N° 752/05 de la Secretaría de Energía también establecía (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para que las estaciones de expendio de gas natural comprimido realicen sus adquisiciones de gas natural en condiciones de mercado reguladas, y cuya demanda está garantizada por la Secretaría de Energía a través de la Inyección Adicional Permanente requerida a los productores exportadores⁴ y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para que los generadores de electricidad y los usuarios industriales y comerciales obtengan un suministro de gas natural, y cuya demanda se encuentra garantizada por la Secretaría de Energía a través de la imposición de Inyección Adicional Permanente mencionada anteriormente.

En virtud del procedimiento de ofertas irrevocables estandarizadas, que opera en el MEG, cualquier consumidor directo puede ofertar para la compra de gas natural a término al precio promedio del gas natural de exportación neto de retenciones por cuenca. El volumen necesario para satisfacer las ofertas irrevocables estandarizadas que no hubieren sido satisfechas, se requerirá como Inyección Adicional Permanente hasta el final del período estacional durante el cual se hubieran efectuado las ofertas no satisfechas (octubre-abril o mayo-septiembre). Esa Inyección Adicional Permanente es requerida a los productores que exportan gas y que inyectan gas natural desde las cuencas que pueden abastecer las ofertas irrevocables estandarizadas no satisfechas. La Resolución N° 1886/2006 de la Secretaría de Energía, publicada el 4 de enero de 2007, prorrogó la vigencia de este mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas-hasta el año 2016, y facultó a la Subsecretaría de Combustibles a suspender su vigencia cuando esté satisfecha la demanda doméstica de gas natural ya sea mediante regulaciones, acuerdos o debido al descubrimiento de reservas.

Mediante la Resolución N° 1329/06, posteriormente complementada por la Nota N° 1011/07 de la ex Subsecretaría de Combustibles, la Secretaría de Energía forzó a los productores a dar primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a los gasoductos a determinados consumidores preferenciales y obligó a las compañías transportadoras a que garanticen esas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En términos generales, estas regulaciones subordinan todas las exportaciones de gas natural a la entrega previa de volúmenes de gas natural suficientes para satisfacer la demanda local.

Asimismo, desde el severo invierno argentino de 2007 y con posterioridad a ello, la mayoría de los productores de gas, así como también las compañías transportadoras, han recibido instrucciones del Gobierno argentino de suspender las exportaciones, salvo por determinados volúmenes dirigidos a satisfacer los consumos residenciales chilenos y otros consumos específicos.

Las operaciones de exportación de hidrocarburos líquidos deben cumplir con obligaciones previas de registro a través de un Registro de Contratos de Operaciones de Exportación, originalmente previsto por el Decreto 645/2002, y según el

⁴ Mediante la Resolución N° 175/2019 del Ministerio de Hacienda se derogaron distintos artículos de la Resolución N° 752/05 de la ex Secretaría de Energía. Se disolvió, de este modo, el mercado especial, abierto y anónimo para que las estaciones de expendio de gas natural realicen sus adquisiciones de gas.

mismo fuera reglamentado por medio de la Resolución N° 1679/2004 y su última modificación, por medio de las Resoluciones N° 241/2017 y 329/2019. El otorgamiento de la autorización de exportación requiere la demostración de haber ofrecido a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir el producto.

Cabe destacar que la Resolución 265/2004, que como se dijo anteriormente había regulado las exportaciones de gas natural, fue abrogada por la Resolución N° 104/2018 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 22 de agosto de 2018, que aprobó el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural.

El 24 de julio de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 417/2019 de la SE, mediante la cual: (i) se sustituyen los procedimientos para obtener permisos de exportación de gas establecidos por Resolución N° 104/2018, por un nuevo procedimiento previsto por la presente Resolución; (ii) se encomienda a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles: (a) la reglamentación de los mecanismos de sustitución de energía que será de uso también para las exportaciones de gas natural bajo condición firme, y (b) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportaciones de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que esté en riesgo la seguridad del abastecimiento interno; y (iii) se faculta a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles a otorgar permisos de exportación mediante la emisión del certificado pertinente. Con fecha 29 de agosto de 2019, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 506/2019 de la SE que estableció el mecanismo de compensación para el MEM por los mayores costos que tuviere que asumir el Estado Nacional derivado de mayores consumos de combustibles (gas natural importado, GNL, carbón, fueloil y gasoil) de costo superior al gas nacional que se autoriza a exportar en condición firme. Dicho sistema de compensación consiste en el establecimiento en 0,1 y 0,2 Dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU (U\$S/MMBTU) exportado, el valor mínimo y el valor máximo, respectivamente, del costo por sustitución de energía previsto para exportaciones en condición firme a la República de Chile para el período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020.

Con fecha 27 de abril de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual: (i) Se derogó la Resolución N° 417/2019; (ii) Se derogó la Disposición N° 284/2019; (iii) Se aprobó el nuevo "Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural". Se delegó en la Subsecretaría De Hidrocarburos las tareas que específicamente se encomiendan en el "Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural".

La Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía fue modificada por la Resolución N° 774/2022, publicada en el Boletín Oficial el 17 de noviembre de 2022, modificando el "Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural". Este Procedimiento dispone, entre otras cuestiones, que las exportaciones de gas natural por ductos, así como la licuefacción de gas natural en el país y su posterior exportación como Gas Natural Licuado (GNL), se ajustarán a principios de transparencia, no discriminación e interés público. Asimismo, la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía, establece 4 categorías de exportaciones: (i) Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar; (ii) Exportaciones Interrumpibles; (iii) Intercambios Operativos; y (iv) Acuerdos de Asistencia. Se establece en la Resolución 360/2021, un procedimiento especial para la solicitud de Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar.

Por otro lado, los Acuerdos de Asistencia son objeto de un tratamiento particular, en cada caso, y están exentos de los procedimientos estipulados en la Resolución N° 360/2021 y su modificatoria.

Asimismo, la Resolución 360/2021 establece causales de suspensión o caducidad de la autorización de exportación; y se establece que la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía podrá restringir temporariamente la vigencia de las autorizaciones de exportación de carácter interrumpible –tanto las otorgadas bajo el procedimiento de la Resolución 417/2019 como las nuevas-, siempre y cuando se cumpla con el procedimiento allí previsto.

Restricciones a las Exportaciones de Crudo

A través de la Resolución 241/2017 (modificada por la Disposición 329/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles y por la [Resolución N° 360/2021](#) de la Secretaría de Energía), la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del ex Ministerio de Energía y Minería, estableció que las empresas interesadas en exportar cualquiera de los siguientes productos, deberán registrar la operación a realizar y obtener la constancia de registro, en forma previa a su exportación. De esta manera, las operaciones de exportación de los siguientes productos están sujetas a registro previo: (i) aceites crudos de petróleo, (ii) aceites crudos de mineral bituminoso, (ii) gasolina, excepto las de aviación, (iv) gasóleo, (v) propano, (vi) butano, (vii) gas licuado de petróleo (mezcla)

La Resolución 175/2023 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 28 de marzo de 2023, estableció que toda operación de exportación de aceites crudos de petróleo y aceites crudos de mineral bituminoso realizada por medio de oleoductos transfronterizos, se regirá por el régimen establecido por esa Resolución, que exige registro previo de la operación y el previo análisis técnico y económico por parte de la autoridad, a fin de asegurar que la o las exportaciones de los productos mencionados no impacten en forma negativa en el normal abastecimiento del mercado local. La autoridad podrá denegar la autorización de la o de las operaciones de exportación informadas o reducir el volumen máximo solicitado en caso de que así lo considere necesario, basado en razones fundadas que se hallen en consonancia con los principios consagrados en el Artículo 6° de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias.

Otras medidas relevantes – Gasoducto Presidente Nestor Kirchner, Programa Transport.Ar, FONDESGAS

El 9 de febrero de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 67/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual:

- Se declara de Interés Público Nacional la construcción del “GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER” como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en Argentina; que transportará gas natural con punto de partida desde las proximidades de Tratayén en la Provincia del Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Saliqueló en la Provincia de Buenos Aires, hasta las proximidades de la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y potenciación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.
- Se crea el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” en la órbita de la Subsecretaría de Hidrocarburos, con el objetivo de:
 - Ejecutar las obras necesarias para promover el desarrollo, crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural,
 - Sustituir las importaciones de GNL y de Gas Oil – Fuel Oil que se utilizan para abastecer la demanda prioritaria y las centrales de generación térmica, respectivamente,
 - Asegurar el suministro de energía,
 - Garantizar el abastecimiento interno en los términos de las Leyes Nros. 17.319, 24.076 y 26.741,
 - Aumentar la confiabilidad del sistema energético,
 - Optimizar el sistema de transporte nacional,
 - Aumentar las exportaciones de gas natural a los países limítrofes,
 - Propender a la integración gasífera regional sobre la base de los principios expuestos en la normativa existente en la materia.
- Se aprueba el listado de obras a ejecutar en el marco del Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional”.
 - Construcción del “Gasoducto Presidente Nestor Kirchner”
 - Construcción del gasoducto entre las ciudades de Mercedes y Cardales en la Provincia de BUENOS AIRES.
 - Ampliación del Gasoducto NEUBA II: loops y plantas compresoras.
 - Reversión del Gasoducto Norte Etapas I y II.
 - Expansión del Gasoducto Centro Oeste: distintos tramos entre las zonas Neuquén y Litoral en la Provincia de Santa Fe.

- Ampliación de los tramos finales de gasoductos en AMBA.
 - Ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) por aumento de compresión.
 - Conexión GNEA - San Jerónimo desde las ciudades de Barrancas hasta el Desvío Arijón en la Provincia de Santa Fe.
 - Construcción de loops y compresión en Aldea Brasileira (Gasoducto Entrerriano).
 - Ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto General San Martín.
 - Realización de la Etapa III “Mesopotamia” del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en las Provincias de Corrientes y Misiones.
 - Aquellas obras que defina incorporar esta Secretaría, en función de los planes necesarios de expansión del sistema de transporte nacional de gas natural.
- Se establece que las obras de construcción, ejecución de los gasoductos identificados anteriormente se realizará a través de ENARSA, quien las podrá realizar por sí o a través de terceros.
 - La Secretaría de Energía ejercerá la conducción del Programa, definiendo la priorización de las obras, proyectos, y sus correspondientes etapas, para garantizar el desarrollo del gas natural en el mercado, teniendo especial atención en las necesidades actuales que requieren ser atendidas de manera urgente en todo el sector del mercado de gas natural, el cual comprende su explotación, desarrollo y transporte; en un todo de acuerdo a los objetivos determinados en la resolución y a lo prescripto en el Decreto N° 892/2020 y en la Resolución N° 1.036/2021 de la Secretaría de Energía. Asimismo, realizará el seguimiento del desarrollo del Programa, de la planificación y ejecución de la Obras, con la asistencia de un equipo de expertos de reconocida trayectoria que se contrate a tal fin.
 - Se otorga prioridad a la construcción del Gasoducto Presidente Nestor Kirchner y se establece que la primera etapa de la ejecución del Programa “Transport.Ar” estará integrada por las siguientes obras:
 - Construcción del Gasoducto Presidente Nestor Kirchner
 - Construcción del gasoducto entre las ciudades de Mercedes y Cardales en la Provincia de Buenos Aires.
 - Ampliación del Gasoducto NEUBA II: loops y plantas compresoras.
 - Reversión del Gasoducto Norte Etapas I y II.
 - Expansión del Gasoducto Centro Oeste: distintos tramos entre las zonas Neuquén y Litoral en la Provincia de Santa Fe.
 - Ampliación de los tramos finales de gasoductos en AMBA.

A través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 76/2022 publicado el 14 de febrero de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional:

- 1) Otorgó a ENARSA una Concesión de Transporte sobre el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner (la “Concesión” y el “Gasoducto”, respectivamente) para transportar gas desde Vaca Muerta hasta las proximidades de la ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe; encontrándose esta exceptuada de la aplicación de las previsiones del artículo 28 y de la Sección 5ª del Título II de la Ley N° 17.319, y del acápite “VIII – Limitaciones” del Capítulo I de la Ley N° 24.076.
 - a. La concesión se otorgó por el término de treinta y cinco (35) años.
 - b. En su carácter de comitente, ENARSA podrá licitar, contratar, planificar y ejecutar la construcción de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional”.

- c. Las tarifas de transporte aplicables por ENARSA para la prestación del servicio de transporte que otorga la Concesión serán determinadas y ajustadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).
 - d. ENARSA, con la aprobación del Ministerio de Economía, podrá celebrar contratos libremente negociados, relativos a la capacidad de transporte con productores y/o cargadores para la construcción o ampliación, en todo o en parte del Gasoducto. La capacidad de transporte así contratada no estará alcanzada por las tarifas que apruebe el ENARGAS, las cuales se aplicarán a la capacidad de transporte no comprometida en estos contratos.
 - e. YPF S.A. tendrá prioridad para contratar capacidad de transporte respecto de la cual ENARSA está facultada a contratar libremente, en cuyo caso deberá prepagarle, total o parcialmente el monto asociado a dichos contratos, previa aprobación del Ministerio de Economía. Respecto de la capacidad de transporte no contratada, ENARSA está obligada a permitir el acceso indiscriminado a terceros.
 - f. ENARSA, en exclusividad con YPF S.A, podrán establecer en forma conjunta un esquema de colaboración técnica, de asociación, de inversión, o cualquier otra forma de participación a los efectos de ejecutar los programas y proyectos financiados por el Aporte Solidario y Extraordinario (conf. Ley N° 27.605).
 - g. ENARSA podrá ceder parcial o totalmente la titularidad de la Concesión a YPF S.A., previa autorización de la Secretaría de Energía.
 - h. Bajo autorización de la Secretaría de Energía, ENARSA podrá realizar la cesión en garantía o fiduciaria de los derechos de cobro sobre la recaudación de tarifas y tasas de la concesión con el fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones del financiamiento que pueda obtenerse para la construcción del Gasoducto. ENARSA queda facultada para celebrar contratos de fideicomiso o cesión en garantía.
- 2) Creó el fideicomiso de administración y financiero Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino (“**FONDESGAS**”), del cual ENARSA es fiduciante y beneficiario, a los fines del financiamiento de las obras comprendidas en el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional”, incluyendo el repago de los servicios de capital e intereses de los valores fiduciarios que se emitan en su marco. El fiduciario y administrador de los bienes fideicomitados es el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. (BICE).
- a. ENARSA queda facultada para establecer los términos y condiciones que se estimen pertinentes y no se fijen en el presente, incluyendo la celebración de los contratos que resulten necesarios para el establecimiento y funcionamiento del FONDESGAS.
 - b. El patrimonio del FONDESGAS estará constituido, entre otros, por los siguientes bienes fideicomitados: (i) Los recursos provenientes de operaciones de crédito en el mercado interno o externo, a cuyo efecto podrá apelarse a los instrumentos financieros que resulten más convenientes en los términos que autorice el Ministerio de Economía; y (ii) los recursos provenientes de los contratos de venta de capacidad de transporte sobre el Gasoducto.
 - c. En el marco del FONDESGAS se podrán emitir Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación con el objeto específico de invertir los fondos recaudados en forma exclusiva para el financiamiento, total o parcial, de los proyectos que se determinen conforme lo establecido en el presente decreto, sus gastos conexos y el pago de las cuotas de amortización e intereses establecidos para cancelar los Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación, cuando así corresponda.
 - d. Los créditos y/o débitos correspondientes a las cuentas bancarias utilizadas por el FONDESGAS y por su fiduciario, en sus operaciones relativas al fondo estarán exentos del Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030.

El 1 de noviembre de 2021 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 1036/2021 de la Secretaría de Energía, que aprobó los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”.

Estos lineamientos enumeran seis objetivos de política económica para caracterizar una estructura productiva que sea (i) inclusiva, (ii) dinámica, (iii) estable, (iv) federal, (v) soberana y (vi) sostenible.

En el documento se desarrollan diferentes escenarios energéticos y sus impactos sobre las trayectorias de emisiones del sector. También se incorporan dos escenarios de oferta de energía eléctrica, así como los requerimientos de inversiones de cada uno. En ambos escenarios se busca mitigar el impacto de las emisiones, y se plantea una implementación activa de políticas de eficiencia energética residenciales y en transporte.

Los escenarios surgen de la combinación de políticas tanto de demanda como de oferta. Desde el punto de vista de la demanda se plantean políticas en dos aspectos: por un lado, en el sector transporte, con una trayectoria tendencial en cuanto al incremento del parque y la motorización de los mismos, incluido una penetración de vehículos eléctricos y, por otra parte, un incremento en el parque que utiliza gas natural, como GNC y GNL, dependiendo del modo de transporte.

Por el lado de la demanda de electricidad y gas natural, se presentan dos escenarios, uno tendencial donde se plantean las políticas de eficiencia existentes, y por el otro desde una mejora de eficiencia en el uso energético tanto en la demanda de gas como eléctrica.

En cuanto a la oferta, se plantean dos posibles escenarios. El primero implica mayores requerimientos de petróleo y gas natural con una participación en la generación de las energías renovables del 20% en la matriz eléctrica al 2030 (REN 20). En el segundo, se supone mayor requerimiento de gas natural y relativamente menores requerimientos de petróleo junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación eléctrica alcanzando el 30% (REN 30).

El 7 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 517/2023, que aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”.

Para elaborar el Plan, se asumieron una serie de presupuestos y condiciones de aquí al 2030: crecimiento del producto bruto interno del 2% anual de largo plazo; incremento de la demanda eléctrica del 1,5% interanual, y de gas natural, en alrededor del 1,1%; crecimiento de la demanda de combustibles del 2,3% interanual; crecimiento de la producción de gas natural para consumo local entre 2,4% y 3%, y de la producción de petróleo, ente 3,4% y 6%; reducción de la participación de generación térmica del 59% al 35% (no obstante, contempla 3000 MW de la futura licitación próxima a ser convocada).

El Plan propone una serie de metas cuantitativas (por ejemplo, no exceder la emisión neta de 349 millones de tCO₂ para toda la economía; reducir al menos un 8% de la demanda energética; superar el 50% de renovables en la generación eléctrica; ampliar la red de transmisión eléctrica de alta tensión; etc.) y metas cualitativas (crear condiciones propicias para el desarrollo local de la cadena de valor de tecnologías de energía limpia; crear nuevos puestos de trabajo locales y sostenibles en el sector; reducir la pobreza energética; facilitar una transición energética justa).

El Plan considera nueve líneas estratégicas y un eje transversal de gobernanza institucional se desarrollarán medidas para descarbonizar el sistema energético argentino y aumentar la resiliencia climática de manera justa, inclusiva y sostenible.

Las nueve líneas estratégicas son: eficiencia energética, energía limpia en emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo del hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva.

Dentro de la gobernanza institucional se incluyen cuatro áreas de acción: i) actualización y adecuación normativa; ii) articulación multinivel y multiactoral; iii) fortalecimiento de capacidades; iv) procesos de planificación.

Para el cumplimiento de estas metas, el Plan estima que se requerirá una inversión relevante por un total aproximado de 86.642 MM U\$S, por parte del sector privado y/o público.

El 7 de julio de 2023 también se publicó la Resolución N° 518/2023, que aprobó los “Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050”. Estos lineamientos consideran tres escenarios denominados “base”, “optimista” y “ambicioso”. Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta el año 2030 y, desde allí, se diferencian.

El documento propone 10 lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición a 2050: gobernanza institucional, eficiencia energética, energía baja en emisiones de GEI, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva.

En línea con lo establecido en los Planes de Transición Energética, la Secretaría de Energía dictó la Resolución SE N° 970/2023, publicada en el Boletín Oficial el 1 de diciembre de 2023, mediante la cual creó el “Programa Nacional de Medición y Reducción de las Emisiones Fugitivas Derivadas de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos”. Los objetivos centrales del programa son:

- a) Promover acciones tendientes a la detección, medición, cuantificación y validación de las emisiones fugitivas en las instalaciones y componentes asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos objeto de esta norma.
- b) Organizar y sistematizar la información obtenida a partir de las mediciones de las emisiones fugitivas en la industria.

- c) Propiciar la implementación de planes de mitigación y reducción de emisiones de fugitivas derivadas de la actividad hidrocarburífera.

Los sujetos obligados por la Resolución SE N° 970/2023 son las personas físicas y/o jurídicas que lleven a cabo actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos en el país. Estos deben presentar ante la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía un Plan Anual de Medición de Emisiones Fugitivas, de conformidad con la reglamentación que se dicte a tal efecto. Asimismo, deben presentar un Plan Integral, a 5 años, de reducción y/o captación de emisiones fugitivas, de conformidad con la reglamentación que se dicte al efecto. A tal fin, los sujetos obligados deben implementar medidas concretas, priorizando la eficiencia y aprovechamiento del recurso gas, y la reducción y/o captación de emisiones.

Regulaciones ambientales argentinas

La introducción de los Artículos 41 y 43 a la Constitución Argentina con la reforma de 1994, y las nuevas normas nacionales, provinciales y municipales que se han sancionado en materia ambiental, han fortalecido el marco legal de la protección al medio ambiente. En los últimos tiempos, los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más severa en lo atinente al acatamiento de las leyes y reglamentaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales.

De acuerdo con el texto del Artículo 41 de la Constitución Argentina, todos los habitantes argentinos gozan del derecho a un ambiente sano y tienen el deber de preservarlo para futuras generaciones, y el daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley aplicable. También dispone que la Nación está encargada de establecer las normas con los presupuestos mínimos para la protección del medio ambiente en tanto que las provincias tienen a su cargo el dictado de las normas para complementarlas.

Por su parte, el Artículo 43 reconoce el instituto del amparo en materia ambiental, el cual puede ser interpuesto por el afectado, el defensor del pueblo y las asociaciones que propendan a estos fines.

Las normas nacionales, provinciales y municipales relacionadas con el medio ambiente afectan nuestras operaciones. Ello en tanto esta normativa fija una serie de obligaciones que debe cumplir la Compañía, tales como el deber de obtener ciertos permisos y la obligación de dar cumplimiento a los estándares para determinados aspectos de la calidad ambiental. A su vez, establecen penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares (y otras obligaciones) y prevén la obligación de recomponer el ambiente dañado.

En general, nos encontramos sujetos a, por ejemplo, los requisitos de las siguientes leyes federales ambientales (incluidas sus disposiciones regulatorias y complementarias):

- Constitución Nacional (Artículos 41 y 43);
- Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;
- 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 PCBs N° 25.670;
- Código Penal;
- Código Civil y Comercial de la Nación, que establece las normas generales del derecho de daños, entre otras cuestiones en materia ambiental; y
- Regulación NAG (emitida por ENARGAS) de la protección del ambiente en el transporte y distribución del gas natural y otros gases distribuidos por tuberías.

- Normas ambientales locales que regulan cuestiones ambientales de distinta índole.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo entre otras cosas, procedimientos de obtención de permisos y licencias, límites a la descarga de efluentes líquidos, calidad del aire, remediación de daños ambientales, seguridad e higiene laboral, reclamos de indemnización por daños y perjuicios, y responsabilidad por daños ambientales y hechos ilícitos relacionados con contaminación.

En particular, la Compañía se encuentra sujeta a las disposiciones de la Secretaría de Energía de la Nación (“SE”), tales como: (i) la Resolución N° 105/1992 que contiene regulaciones y procedimientos específicos para la protección del medio ambiente durante el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburo, y que entre las obligaciones que prevé surgen el deber de presentar toda la información necesaria para un adecuado seguimiento de la protección al medio ambiente, y el deber de presentar un informe anual de monitoreo ante la SE; (ii) la Resolución N° 252/1993 que aprueba guías y recomendaciones para ejecución de estudios ambientales de la Resolución N° 105/1992; (iii) la Resolución N° 25/2004 que aprueba las normas para la presentación de los estudios ambientales correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos; entre otras normas.

Asimismo, la Compañía está sujeta al cumplimiento de las normas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible como ser, por ejemplo, las Resoluciones N° 419/1993, N° 404/1994, N° 1102/2004 y N° 785/2005 (modificada por la Resolución N° 414/2021) - de la SE; entre otras normas.

Adicionalmente, estamos sujetos a muchas otras reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, etc.

Teniendo en consideración que las actividades de la Compañía se encuentran en jurisdicciones provinciales diferentes, se debe dar cumplimiento a las regulaciones aplicables a cada uno de los proyectos según su locación.

Por ejemplo, en la provincia de La Pampa, aquellos proyectos que puedan alterar potencialmente el ambiente, deben cumplir con las siguientes normas (i) la Ley Ambiental Provincial N° 3.195, reglamentada por el Decreto N° 2139/2003 (modificado por el Decreto N° 3232/2018), por el Decreto N° 298/2006 en relación a la actividad hidrocarburífera, y por el Decreto N° 569/2013 (que establece las normas de Protección del Aire Atmosférico y la tabla correspondiente a los Límites Máximos de Emisión para Contaminantes Atmosféricos); (ii) la Ley N° 1.466 a través de la cual la provincia adhiere a la ley nacional de Residuos Peligrosos N° 24.051 y su Decreto Provincial Reglamentario N° 2.054/2001; (iii) la Ley N° 2.581 (Código de Aguas) reglamentada por el Decreto N° 2.468/2011; (iv) la Ley N° 1.508 que establece los criterios con los que deben cumplir los establecimientos que viertan sus efluentes a diferentes cuerpos de agua; (v) la Ley N° 2.055 que establece el régimen de control de PCBs en todo el territorio provincial y crea el Registro Provincial Integrado de Poseedores de PCBs reglamentada por el Decreto N° 2272/2004; entre otras normas.

Asimismo, en la provincia de Mendoza, las regulaciones provinciales aplicables a la Compañía son las siguientes: (i) la Ley N° 5.961 (modificada por las Leyes N° 6.686 y N° 6.866) sobre Preservación, Conservación, Defensa y Mejoramiento del Ambiente, reglamentada por el Decreto N° 2.109/1994; (ii) la Ley N° 4.035 sobre Agua Subterránea; (iii) la Ley N° 7.761 sobre PCBs; (iv) la Ley N° 5.917 mediante la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N° 24.051 de Residuos Peligrosos, reglamentada por el Decreto N° 2.625/1999; (v) el Decreto N° 170/2008 que regula la protección ambiental en la producción de hidrocarburos; entre otras normas.

Eventualmente, ciertas cuestiones pueden ser reguladas a nivel municipal (por ejemplo, residuos no peligrosos); en dicho caso, debe cumplirse con dichas regulaciones.

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

Seguro por daño ambiental de incidencia colectiva

La Ley N° 25.675 de protección general del ambiente que, entre otras cuestiones, establece que toda persona que realice actividades que puedan representar un riesgo para el medio ambiente (conforme Anexo I de la Resolución N° 177/2007 de la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación) debe adquirir un seguro por daño ambiental de

incidencia colectiva para garantizar el pago de la remediación del daño potencial derivado de dichas actividades (ello de conformidad con el Decreto N° 447/2019), como así también establece que todas aquellas actividades que sean susceptibles de degradar el ambiente o afectar la calidad de vida de la población deberá llevar a cabo un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, el cual deberá contener una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, como también la identificación de las consecuencias sobre el ambiente y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos;

El Decreto Nacional N° 447/2019 establece que se podrá dar cumplimiento con la obligación de contratación de este seguro mediante la obtención de: (i) un seguro por daño ambiental de incidencia colectiva; (ii) pólizas de seguro con transferencia de riesgo; y/u (iii) otros instrumentos financieros o planes de seguro aprobados por la autoridad ambiental nacional y la Superintendencia de Seguros de la Nación.

Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Ecuador

Marco legal y regulatorio

La actividad de la industria petrolera y del gas en Ecuador es gobernada por la Constitución de la República, la Ley de Hidrocarburos de Ecuador (Decreto Supremo N° 2967 R.O. 711 del 15 de noviembre de 1978) (la "**Ley de Hidrocarburos de Ecuador**"), sus reformas y demás reglamentos para su aplicación emitidas por el Ministerio de Energías y Minas y la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales No Renovables (anteriormente denominada, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera).

Autoridades regulatorias de supervisión

De acuerdo con la Constitución de Ecuador, el presidente está a cargo de la regulación de las políticas en materia de hidrocarburos y el Ministerio de Energía y Minas (antes Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables) es responsable por el desarrollo de las políticas en materia de hidrocarburos y la implementación de regulación sobre la Ley de Hidrocarburos de Ecuador.

Las facultades y responsabilidades de la Dirección Nacional de Hidrocarburos ("**DNH**") fueron divididas y asignadas a dos órganos estatales. Así, la hoy Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables ("**ARCERNNR**", antes ARCH), asumió las funciones de organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales no Renovables es una institución de derecho público, adscrita al Ministerio de Hidrocarburos con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

Por otra parte, en las reformas a la Ley de Hidrocarburos de Ecuador del año 2010, se creó la Secretaría de Hidrocarburos ("**SHE**"), como entidad adscrita al Ministerio de Energía y Minas, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen, encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros. La SHE fue absorbida por fusión con el Ministerio de Hidrocarburos, que a partir de dicha operación pasó a denominarse Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Es este Ministerio el encargado de definir las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la de definir las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y excepcionalmente a las empresas privadas, nacionales e internacionales, sometidas al régimen jurídico vigente, gestión que la ejecuta a través del Viceministerio de Hidrocarburos, que forma parte de dicha entidad.

Entre las principales atribuciones del Ministerio podemos mencionar: suscribir, a nombre del Estado ecuatoriano, los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, previa adjudicación por parte del Ministerio Sectorial y administrar dichos contratos; aprobar planes y programas técnicos y económicos para la correcta ejecución de las actividades y de los contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte, de conformidad con la

presente Ley; mantener el Registro de Hidrocarburos; Administrar las áreas hidrocarburíferas del Estado y asignarlas para su exploración y explotación; fijar tasa de producción, entre otras. Por tanto, la SHE es la contraparte de los Consorcios en la ejecución de los contratos de servicios firmados en enero de 2011, función que antes estaba a cargo de EP Petroecuador.

El Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE), es la entidad gubernamental que controla, supervisa y audita los planes de protección ambiental relativos a las actividades hidrocarburíferas, y evalúa, aprueba y monitorea el cumplimiento de los planes en materia de medio ambiente en todo el territorio de Ecuador y supervisa el cumplimiento de las Reglamentaciones Ambientales para las Operaciones Hidrocarburíferas en Ecuador (Decreto N° 1215) y otras normas aplicables y vigentes.

Exploración y explotación de hidrocarburos

Los hidrocarburos y productos asociados son de propiedad del estado ecuatoriano. Las actividades de exploración y explotación hidrocarburíferas son realizadas a través de la Empresa Pública Petroecuador. De conformidad con los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, el Consorcio Petrosud–Petroriva tenía derecho a un porcentaje de la producción bruta de cada área en exceso del nivel de producción base. Luego de la entrada en vigor de la referida ley, conocida como Ley 0, la atribución de administración de los contratos de exploración y explotación pasó a manos de la SHE.

A partir de la entrada en vigor de la Ley Reformatoria, la modalidad de exploración y explotación de hidrocarburos bajo contratos de explotación de campos marginales fue reemplazada por un esquema contractual de “prestación de servicios” con una retribución equivalente a una tarifa fija por barril. En ese marco, el 22 de enero de 2011 las compañías socias del Consorcio Petrosud–Petroriva y del Consorcio Petrolero Palanda Yuca-Sur suscribieron con la SHE sendos contratos Modificatorios de Prestación de Servicios de Explotación y Exploración Petrolera, uno por cada uno de dichos campos marginales, Palanda Yuca Sur y Pindo, creándose dos consorcios separados.

Términos y condiciones comunes a los contratos Modificatorios de Prestación de Servicios de Explotación y Exploración Petrolera (antes contratos de campos marginales)

El prestador de los servicios tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al estado ecuatoriano en un punto de fiscalización. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista y se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. Al año 2011 dicha tarifa por barril neto para los Campos Palanda Yuca Sur y Pindo fue de U\$S31,90 y U\$S28,50, respectivamente. Esta tarifa se ajusta de forma anual en base a los siguientes índices de inflación: Consumer Price Index y Producer Price Index (Support Activities for Oil and Gas Operation) del BLS de los EE. UU. Para información sobre las tarifas en cada campo, véase “*Antecedentes Financieros - Operación en Ecuador - Tarifas por Contratos de Exploración y Explotación*” y “*Ventas de Petróleo en Ecuador*”.

La determinación de la existencia o no de un ingreso disponible para cubrir la tarifa mencionada en el párrafo anterior se calcula de la siguiente manera: de los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado y los tributos correspondientes al ECORAE y a la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por la prestación de los servicios.

Los contratos de prestación de servicios bajo los cuales los Consorcios operan sus negocios de exploración y producción en los campos marginales de Pindo y Palanda Yuca Sur en Ecuador, requieren que el Consorcio aplicable cumpla con obligaciones específicas impuestas por la Ley de Hidrocarburos de Ecuador, tales como el pago de impuestos, regalías, tasas anuales y participaciones, el cumplimiento de requerimientos de información, el deber de permitir la realización de controles e inspecciones por las autoridades, el mantenimiento o la suspensión de las actividades de explotación conforme lo autorizado por las autoridades competentes, la reinversión de ganancias y la realización de actividades e inversiones estimadas de exploración y/o explotación por su cuenta y riesgo, aportando la tecnología, los capitales, los equipos, bienes y maquinarias necesarios, en las áreas de los contratos y durante todo el plazo de vigencia de los contratos modificatorios.

El incumplimiento del plan de actividades y del plan de desarrollo por parte del Consorcio aplicable será sancionado. En primer lugar, la SHE ajustará la tarifa por barril, para descontar de la misma los valores equivalentes a las inversiones no ejecutadas. En último término y en caso de persistir el incumplimiento o si la no realización de las inversiones fuere un perjuicio significativo para el Estado, el Ministro de Recursos Naturales No Renovables deberá conceder al Consorcio un plazo de treinta días contados desde la fecha de notificación para que conteste, rectifique o desvanezca los cargos; en caso de que este plazo resultare insuficiente se concederá un plazo adicional para cumplir con el plan descrito anteriormente. En caso contrario, el proceso de caducidad continuará y se realizará la restitución al Estado de las áreas de los contratos, así como la entrega de todos los equipos, herramientas, maquinarias, información técnica actualizada, y otros elementos, sin costo alguno para la SHE y el estado ecuatoriano.

Según consta en los contratos de prestación de servicios de exploración y explotación suscritos por los Consorcios, la forma de pago de la tarifa es en dinero. Sin embargo, también se pactó que, si conviniera a los intereses del estado ecuatoriano y únicamente luego de cubrir las necesidades de consumo interno del país, el pago puede ser pagada en petróleo crudo o en forma mixta. En febrero de 2011 cada uno de los Consorcios remitió a la SHE, una comunicación en la cual manifestaba su pedido de que el pago de la tarifa se haga en especie. Así se ha procedido desde entonces.

De los ingresos brutos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía.

Al año 2014 la tarifa del Impuesto a la Renta aplicable a los Consorcios fue del 24%, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 90 y 37 de la Ley de Régimen Tributario Interno, reformados, mediante la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos de Ecuador y a la Ley de Régimen Tributario Interno publicada en el Suplemento del Registro Oficial N° 244 del 27 de julio del 2010 y por la Disposición Transitoria Primera del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones publicado en el Registro Oficial Suplemento N° 351 del 29 de diciembre del 2010.

Inicialmente el plazo de dichos contratos era desde la fecha de su inscripción en la Secretaría Nacional de Hidrocarburos hasta el 30 de julio del 2019; dicho plazo que fue ampliado.

Mediante escritura pública del 1 de julio de 2016, otorgada ante Notaria Vigésima Primera de Quito, se celebró el tercer contrato modificatorio del contrato de servicios del Bloque Pindo. En la Cláusula Tercera de dicho contrato modificatorio se pactó una ampliación del contrato de servicios del mencionado Bloque hasta el 31 de diciembre de 2027; ampliación que sin embargo quedó sujeta a que el Precio Teórico del Crudo Oriente supere o iguale los U\$S45,69 por barril.

Con oficio N° SHE-SHE-2017-0006-OF, del 4 de enero de 2017, suscripto por el Secretario de Hidrocarburos se certificó que con fecha 13 de diciembre de 2016 el valor del Precio Teórico del Crudo Oriente fue de \$45,69 y que por tanto, habiéndose cumplido la condición pactada en la cláusula tercera del Contrato Modificatorio (Número 3) se hicieron exigibles las obligaciones y derechos derivados del mismo, en especial, el plazo de vigencia del Contrato de Prestación de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 65 se amplía hasta el 31 de diciembre de 2027.

Mediante escritura pública del 1 de julio de 2016, otorgada ante el Notario Trigésimo Noveno de Quito, se celebró el tercer contrato modificatorio del contrato de servicios del Bloque Palanda Yuca Sur; en la Cláusula Tercera de dicho contrato modificatorio se pactó una ampliación del contrato de servicios del mencionado Bloque hasta el 31 de diciembre de 2025, ampliación que sin embargo quedó sujeta a que el Precio Teórico del Crudo Oriente supere o iguale los U\$S 48,95 por barril. Nuevas ampliaciones de plazo podrían acordarse con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Con oficio N° SHE-SHE-2018-0232-OF, del 11 de junio de 2018, suscripto por el Secretario de Hidrocarburos se certificó que con fecha 9 de octubre de 2017 el valor del Precio Teórico del Crudo Oriente fue de U\$S 49,07 por barril y que por tanto, habiéndose cumplido la condición pactada en la cláusula tercera del Contrato Modificatorio (Número 3) se hicieron exigibles las obligaciones y derechos derivados del mismo, en especial, el plazo de vigencia del Contrato de Prestación de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 64 se amplía hasta el 31 de diciembre de 2027.

Aspectos ambientales y comunitarios

Con carácter previo al comienzo de los trabajos, los miembros de los Consorcios deben elaborar un estudio de impacto ambiental (“EIA”) y un plan de manejo ambiental, y deben cumplir con el proceso de consulta y participación, previsto

en la legislación vigente de la República del Ecuador y en la reglamentación de consulta y participación a las comunidades asentadas en el área y ciudadanía en general.

En abril de 2017, la Asamblea aprobó el nuevo Código Orgánico Ambiental, el cual reemplazó a la Ley de Gestión Ambiental y otras normas relacionadas a la actividad ambiental. El nuevo código entró en vigor en el mes de abril de 2018.

De entre los aspectos más relevantes de dicha norma, se encuentra la extensión de la responsabilidad de pago de sanciones monetarias por daños ambientales y de costos de reparación, a los representantes legales de las empresas operadoras en Ecuador, así como el derecho a perseguir dichos pagos contra los accionistas de dichas empresas operadoras.

Asimismo, en dicha norma se ratifica la imprescriptibilidad de las infracciones ambientales y, por tanto, el derecho del Estado Ecuatoriano de perseguirlas en cualquier momento; concepto que, sin embargo, ya se encontraba vigente para los delitos ambientales, desde la vigencia del Código Orgánico Penal, lo cual se dio en agosto de 2015.

Continúa en espera que se reformen las normas técnicas ambientales que regulan la actividad petrolera, que son aquellas que fijan los mínimos y máximos de contaminación; sin embargo, no se prevén cambios en los parámetros actualmente permitidos.

Por otro lado, el 21 de mayo de 2019 se publicó el Reglamento al Código Orgánico del Ambiente, en el cual se regulaba el procedimiento de consulta ambiental como parte del licenciamiento ambiental. No obstante, en octubre del año 2021, la Corte Constitucional del Ecuador declaró la Inconstitucionalidad de la norma de Consulta Ambiental y dispuso al Presidente de la República emitir nueva norma, adecuando los artículos 462 y 463 Reglamento Código Orgánico del Ambiente. Con ello, solo quienes se encontraban realizando el licenciamiento ambiental previo a esta declaratoria de inconstitucionalidad pudieron obtener sus licencias ambientales.

El ex Presidente de la República Guillermo Lasso emitió el Decreto Ejecutivo 754 para regular la participación ciudadana para la implementación de la Consulta Ambiental, el cual fue publicado en el Segundo Suplemento del 323 Registro Oficial de 2 de junio de 2023. En ese momento ya se contaba con la norma que se requería para poder efectuar la fase de Consulta Ambiental dentro del procedimiento de licenciamiento ambiental, sin embargo, su aplicabilidad no duró mucho puesto que el 31 de julio de 2023, la Corte Constitucional admitió la acción pública de inconstitucionalidad del Decreto Ejecutivo 754 presentada por la Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador (“**CONAIE**”) y aceptó su solicitud de suspensión provisional del Decreto Ejecutivo 754.

Posteriormente, el 17 de noviembre de 2023, la Corte Constitucional emitió la Sentencia Nro. 51-23-IN/23ª través de la cual declaró inconstitucional el referido Decreto Ejecutivo 754 y dispuso que la Asamblea apruebe una nueva norma de Consulta Ambiental, mientras tanto se aplicará el Decreto Ejecutivo 754 con sujeción a estándares establecidos en la sentencia, así como que las Licencias Ambientales deberán estar condicionadas al cumplimiento de la Consulta Ambiental o de la Consulta Previa, libre e Informada, según corresponda.

De esta manera, hasta que la Asamblea emita la nueva norma, con base a los estándares de la sentencia, se pueden continuar los procedimientos de licenciamiento ambiental que ya habían iniciado y que se encontraban en espera de la norma que regule la Consulta Ambiental. A pesar de esto, se aumentó el requisito de que las áreas en las cuáles se encuentre presencia de pueblos y nacionalidades indígenas también deberán ser consultados a través de la Consulta Previa, Libre e Informada.

Es preciso también mencionar que el 30 de enero de 2024 se publicó la Ley Orgánica Reformatoria a la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica (“**Ley Amazónica**”). Entre sus principales reformas se encuentran las siguientes:

- a) Las Operadoras en conjunto con el MAATE entregarán cada 3 meses información de las comunas, comunidades, pueblos y nacionalidades que hayan sido consideradas como área de influencia en los correspondientes estudios de impacto ambiental. Además, se detallarán los volúmenes de producción y los valores correspondientes al tributo que financia el fondo común.
- b) Se establece un Monitoreo Comunitario Ambiental cuando exista afectación al ambiente, el cual lo realizarán organizaciones sociales en coordinación con el MAATE, y con apoyo de la Defensoría del Pueblo.

- c) Se incrementa la contratación obligatoria de residentes permanentes de 70% a un porcentaje no menor al 80% de sus nóminas. De ese 80% se distribuye 60% zona, 20% provincia y 20% Circunscripción.
- d) La comprobación de la pertinencia se verificará con su derecho a la autodeterminación otorgado por la autoridad comunitaria o por el Consejo para la Igualdad de los Pueblos y Nacionalidades.
- e) En 45 días desde la publicación, el Ministerio del Trabajo realizará reformas a normas como la Norma Técnica del Subsistema de Selección de Personal, para que a los residentes y pertenecientes a pueblos y nacionalidades en la Circunscripción Territorial Especial Amazónica se les garantice el Empleo Preferente y que en concursos de méritos y oposición sean beneficiarios de puntos adicionales.
- f) En 90 días desde la publicación, el Ministerio del Trabajo conformará una comisión sectorial conformada por las autoridades del ramo en materia de hidrocarburos que permita la fijación de una tabla salarial, para los trabajadores del sector hidrocarburífero de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.

Reformas a la normativa hidrocarburífera

En Registro Oficial No. 587, Tercer Suplemento de 29 de noviembre de 2021, fue publicada la Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la Pandemia COVID-19, que reforma la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, entre los principales cambios constan los siguientes:

Se incorpora en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos que las operaciones que se desarrollen en una bolsa de valores así como las operaciones de reorganización del mismo grupo empresarial estarán exentas de la autorización previa del Ministerio del Ramo y del pago de primas las cesiones las transferencias o cesiones de derechos la operaciones que se desarrollen en una bolsa de valores así como las operaciones de reorganización del mismo grupo empresarial estarán exentas de la autorización previa del Ministerio del Ramo.

En Registro Oficial No. 587, Tercer Suplemento de 29 de noviembre de 2021, fue publicada la Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la Pandemia COVID-19, que reforma la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento. Entre los principales cambios fueron incorporados los siguientes:

Se incorporó en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos que las operaciones que se desarrollen en una bolsa de valores así como las operaciones de reorganización del mismo grupo empresarial estarán exentas de la autorización previa del Ministerio del Ramo y del pago de primas las cesiones las transferencias o cesiones de derechos la operaciones que se desarrollen en una bolsa de valores, así como las operaciones de reorganización del mismo grupo empresarial estarán exentas de la autorización previa del Ministerio del Ramo.

Con fecha de 11 de enero de 2023, mediante Registro Oficial Edición Constitucional, se publicó la sentencia 110-21-IN/22, mediante la cual la Corte Constitucional declaró inconstitucional los artículos 131 al 145 y Disposición Transitoria Décimo Primera de la Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la Pandemia COVID-19, referente a la Ley de Hidrocarburos, sin embargo, se mantuvo vigente el Reglamento de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos.

El 28 de noviembre de 2023 se publicó el Reglamento Codificado de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, en el cual entre lo principal se destaca lo siguiente:

- a) Se permite la delegación por parte del MEM a la iniciativa privada de campos en producción mediante Contratos de Participación.
- b) El Registro de Hidrocarburos tiene plazo de 30 días hábiles para resolver pedidos de inscripción de contratos.
- c) Se integró al Directorio de la ARCERNR al Ministro del Ambiente, Agua y Transición Ecológica o su delegado permanente.
- d) Los tributos establecidos en la Ley "Amazónica" deberán constar en los contratos de participación desde expedición de este reglamento.
- e) Para Contratos de Participación se permite que Contratista pueda realizar Declaración Anticipada de yacimientos de hidrocarburos que considere comerciales, sin necesidad de que se haya cumplido Plan Exploratorio mínimo.
- f) En todos los casos de cesión, de cambio de nombre de la compañía o compañías que integran la Contratista, se deberá suscribir un Contrato Modificatorio.
- g) La ARCERNR en 30 días actualizará el Reglamento de Contabilidad aplicable a los contratos de participación.

Impuestos sobre los hidrocarburos

(a) Argentina

Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos de la Compañía en Argentina están sujetas a los siguientes impuestos:

- i. Un impuesto especial a la utilidad neta determinado en función de lo establecido en el artículo 56 inc. c) de la Ley 17.319, así como una regalía del 12% mensual sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, pudiendo dicho porcentaje ser reducido o ampliado conforme determinadas situaciones. Para mayor información véase *“Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo, del Gas y de las Energías Renovables en Argentina - Regalías”*.
- ii. Un Impuesto a las Ganancias (el “IG”) en donde se prevé un sistema de escalas progresivas con alícuotas que varían entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada (que no sean las actividades desarrolladas dentro de la jurisdicción de la provincia de Tierra del Fuego, las cuales se encuentran exentas del pago de ciertos impuestos federales). Adicionalmente, los dividendos o utilidades que sean distribuidos a los accionistas personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país y beneficiarios del exterior (en los términos definidos por la normativa fiscal aplicable) se encuentran sujetos a la retención adicional del IG del 7%.
- iii. Un Impuesto al Valor Agregado (el “IVA”), cuya alícuota general es del 21%, que resulta aplicable sobre las ventas locales de petróleo y gas. Existen alícuotas incrementadas o reducidas en ciertos casos. Las exportaciones están exentas del IVA (comúnmente conocido como “gravadas a tasa cero” debido a la posibilidad de recuperar ciertos créditos fiscales de IVA vinculados con estas operaciones). Las ventas de petróleo y gas provenientes de la provincia de Tierra del Fuego se encuentran exentas. El IVA abonado por el productor en la adquisición e importación de bienes o servicios podrá ser usado como crédito fiscal a efectos de la determinación del IVA a ingresar.
- iv. Un impuesto local (Impuesto sobre los Ingresos Brutos) sobre los ingresos brutos obtenidos por el ejercicio habitual de una actividad a título oneroso en la Ciudad de Buenos Aires y/o en cualquier otra jurisdicción provincial. La alícuota aplicable varía conforme la normativa prevista en la jurisdicción provincial involucrada, en general establecida entre un 0,75% y un 3% (en general los ingresos en concepto de exportaciones están excluidos de la base imponible o exentos del tributo).
- v. Un Impuesto de Sellos, de carácter local, que grava: (i) los actos y/o contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y/o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y (ii) los actos y/o contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones y/o en el exterior, que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina. La alícuota general aplicable varía según la jurisdicción involucrada (comúnmente oscila entre el 1% y el 2,1%) y se calcula sobre el valor económico de los actos y/o contratos. Existen alícuotas especiales para supuestos expresamente previstos.
- vi. El 4 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 793/2018, disponiendo un derecho de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de \$4 por cada dólar para todos los productos primarios de exportación, mientras que para el resto de los productos ese tope era de \$3 por cada dólar.

La Ley N° 27.467 (Ley de Presupuesto 2019) del 4 de febrero de 2019, ratificó el Decreto N° 793/2018 y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación con un límite en la determinación de la alícuota del 30% del valor imponible o del precio oficial FOB. Este tope máximo estaba determinado en el 12% 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% a esa fecha. Estas facultades podían ejercerse hasta el 31 de diciembre de 2020.

El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 37/2019, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada dólar del valor imponible o del precio FOB oficial de los bienes los bienes exportados,

quedando vigente el 12% sobre dicha base. Los derechos de exportación fijados por el Decreto 793/2018 y modificatorios estuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2020.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley Solidaridad, la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2021, a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esa misma ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o gravadas al 0% a esa fecha; y (ii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Posteriormente, el 18 de mayo 2020, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%. Dicho decreto no prevé una fecha de caducidad para la vigencia de los derechos de exportación allí fijados por lo que existen interpretaciones divididas respecto a la validez de los derechos de exportación allí establecido a partir del 1° de enero de 2022, a la luz de la fecha límite establecida en el párrafo 9 del art. 52 de la Ley de Solidaridad (31 de diciembre de 2021)

- vii. Un Impuesto sobre los Débitos y Créditos en cuentas bancarias argentinas aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras y sus modificaciones, cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Respecto del punto (i), para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019, se establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de estos.

Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

La alícuota general es del 0,6% por cada débito o crédito que se produzcan en una cuenta bancaria local (aunque en algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2 % y una reducida del 0,075%). Un porcentaje de este tributo (generalmente, el 33%) puede utilizarse como crédito contra el IG y el monto restante podrá ser deducible de la base imponible de dicho tributo. Bajo ciertos supuestos, dicho porcentaje del pago a cuenta asciende al 100%.

Adicionalmente, existen exenciones en este impuesto vinculadas con el titular y el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) 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 más información ver el artículo 10, inciso (s) del Anexo del Decreto N°380/2001 y sus respectivas enmiendas).

- viii. Un Impuesto sobre los Bienes Personales (el "IBP") que grava las acciones u otras participaciones mantenidas en entidades reguladas por la Ley General de Sociedades cuyos titulares sean personas humanas o sucesiones indivisas residentes en Argentina o sujetos residentes en el exterior. A partir del período fiscal 2019, la tasa del impuesto es del 0,5% aplicada sobre valor patrimonial proporcional que surja del último balance cerrado al 31 de diciembre. El impuesto debe ser ingresado por la sociedad local en su carácter de responsable sustituto. La sociedad responsable del ingreso del gravamen tiene derecho a reintegrarse el importe abonado, incluso reteniendo y/o ejecutando directamente los bienes que dieron origen al pago.

Dependiendo de la actividad específica realizada por la Compañía y la respectiva jurisdicción involucrada, podrían aplicar otros tributos federales, provinciales, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o municipales.

(b) Ecuador

Las actividades de exploración y producción de la Compañía en Ecuador están, a la fecha, sujetas a los siguientes impuestos:

- i. Un impuesto a la renta del 25% de las utilidades obtenidas.
- ii. Una deducción del 15% de las ganancias netas obtenidas antes de impuesto, bajo el nombre de “participación de trabajadores” previsto en el artículo 97 del Código del Trabajo. No obstante, en las reformas a la Ley de Hidrocarburos de Ecuador del 27 de julio de 2010, se estableció que, de dicho rubro, sólo el 3% debía ser entregado a los trabajadores, mientras que el otro 12% debe ser entregado al estado ecuatoriano, el cual a su vez debe destinarlos a proyectos de desarrollo en la Región Amazónica.
- iii. El 31 de diciembre de 2019, se publicó en el Registro Oficial N° 111 la Ley de Simplicidad y Progresividad Fiscal, que contiene reformas tributarias de impuestos directos e indirectos que apuntan a simplificar el sistema tributario y aumentar los ingresos fiscales, y tiene vigencia a partir del 1 de enero de 2020. En esta reforma pasan a estar gravados los dividendos y utilidades, calculados después del pago del impuesto a la renta, distribuidos a favor de sociedades y personas naturales no residentes en Ecuador. El ingreso gravado es igual al cuarenta por ciento (40%) del dividendo efectivamente distribuido, y las sociedades que distribuyan los dividendos actuarán como agentes de retención del impuesto aplicando una tarifa del veinte y cinco por ciento (25%) sobre dicho ingreso gravado. En la misma reforma se incluyó una contribución única y temporal para las sociedades que realicen actividades económicas y que hayan generado ingresos gravados superiores a U\$S1.000.000 en el ejercicio fiscal 2018, las mismas que pagarán una contribución única para los ejercicios fiscales 2020, 2021 y 2022, en función de los porcentajes establecidos en esta Ley, los efectos de esta contribución son de U\$S388.000 para el Bloque Pindo y U\$S202.000 para el Bloque Palanda Yuca Sur para los 3 años. Asimismo, en abril de 2020 PCR-ECUADOR la figura de reducción de jornada laboral prevista en el Código del Trabajo y la consecuente reducción de la remuneración de todo el personal.
- iv. Un impuesto al valor agregado (“**IVA Ecuador**”) desde el 1 de abril de 2024 con el 15% sobre los precios de venta o la importación de productos, cobrado en todos los niveles de comercialización, así como a servicios. Durante la vigencia de los contratos anteriores, de esta suma, cada Consorcio tenía el derecho a recuperar el equivalente al 2% del IVA Ecuador pagado por la compra de materiales, así como un 12% del IVA Ecuador pagado por servicios, por medio de acuerdos trimestrales con la autoridad tributaria de Ecuador y pagado en petróleo por Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador o Petroproducción. Si bien esta figura quedó insubsistente con la firma de los nuevos contratos bajo tarifa, también es importante señalar que el IVA Ecuador generado en la compra de bienes y servicios por parte de la Compañía, puede ser aplicado como crédito tributario al IVA Ecuador en ventas por la facturación mensual de los servicios de exploración y explotación de hidrocarburos. Se debe tomar en cuenta que desde el 01 de abril de 2024 el IVA se incrementará del 12% al 15%.
- v. Una contribución de U\$S60.000 por año por área, durante el período de desarrollo, para pagar por el uso preferencial de aguas y material de construcción.
- vi. Una contribución anual sobre el total de sus activos (hasta un límite máximo del 1% del valor de los mismos) que las compañías y otras entidades sujetas a la vigilancia y control de la Superintendencia de Compañías deben pagar a ésta.
- vii. Un impuesto de 1,5 x 1000 sobre el total de activos de la Compañía destinado a las municipalidades locales.
- viii. Un impuesto del 5% al egreso de divisas (ISD), aplicable sobre toda remesa monetaria que se realice desde el territorio ecuatoriano al exterior.
- ix. Una tasa de permiso de bomberos que fluctúa entre los U\$S200 anuales.
- x. Pago de patentes municipales hasta un máximo de U\$S5.100.

- xi. Contribución para la investigación tecnológica: Conforme se establece en el artículo 54 de la Ley de Hidrocarburos de Ecuador, la contribución equivalente al uno por ciento del monto de pago por los servicios previa deducción de la participación laboral y del impuesto a la renta, destinada a promover la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos por parte del Ministerio Sectorial.
- xii. Pagos de auditorías anuales de la ARCERNNR de U\$S40.000..
- xiii. Derechos por Servicios de Regulación y Control Prestados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH y la SHE, según las tarifas establecidas en la Resolución 002 del primero de dichos órganos.
- xiv. Tasas por servicios de gestión y calidad Ambiental establecidas por el MAATE mediante Acuerdo Ministerial N° 086 de 26 de abril de 2010. Dichas tasas aplican a diferentes actos tales como: emisión de licencia ambiental, aprobación de planes de manejo ambiental, gestión de seguimiento ambiental, emisión de certificados de intersección. El pago de estas tasas sólo se genera en caso de que la Compañía efectivamente requiera de los servicios del Ministerio antes señalados. Por otro lado, en dicho Acuerdo Ministerial también se contemplan pagos obligatorios anuales, tal es el caso de la tasa por pronunciamiento respecto de Programas y Presupuestos Anuales Ambientales, que tiene un valor de cincuenta Dólares de los Estados Unidos de América(U\$S50,00) y otros rubros menores.
- xv. Hasta antes de la suscripción de los nuevos contratos de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos, los Consorcios debían asumir el pago, de un impuesto de U\$S1,05 por barril de petróleo producido en la Región Amazónica, previsto en la Ley para el Fondo para el Desarrollo de la Región del Amazonas y el Fortalecimiento de los Organismos Seccionales (ECORAE), reformada y una tarifa por cada barril de petróleo que es transportado por el Sistema de Oleoductos Tran-Ecuador (“SOTE”), de acuerdo a la Ley de Creación de Ingresos Substitutos para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. La tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo por el SOTE era de U\$S1,6215 para un petróleo crudo de 27,8 grados API, 23,2 cSt. de viscosidad a 80º F y 0,83% en peso de contenido de azufre. La tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo se ajusta por factores como distancia, gravedad, viscosidad y contenido de azufre. Si bien en los nuevos contratos estos impuestos ya no deben ser asumidos directamente por los Consorcios, al momento de calcular el saldo de Ingresos Disponibles para el pago de la tarifa, dichos valores son deducidos por la SHE del ingreso bruto.
- xvi. Tanto el concepto de Ingreso Bruto de la Contratista, Ingreso Bruto del Contrato y de Ingresos Disponibles se encuentran definidos en la cláusula cuarta de los contratos, bajo los siguientes términos:
- xvii. Ingreso Bruto del Contrato (YB): Es el valor en Dólares de los Estados Unidos de América que resulta de multiplicar la Producción Fiscalizada entregada por la Contratista por el Precio Promedio Mensual, corregido de acuerdo a la calidad equivalente a la producida por la Contratista en el Área del Contrato. La corrección de la calidad del Petróleo Crudo se realizará de conformidad con el Anexo D. El Petróleo Crudo del Área del Contrato destinado para consumo interno del Estado de Ecuador u otros fines será valorado con el Precio Promedio Mensual.
- xviii. Ingreso Bruto de la Contratista: Es el valor en Dólares de los Estados Unidos de América que recibirá la Contratista por la prestación de sus servicios, sobre la base de la tarifa correspondiente acordada en este Contrato Modificatorio por cada Barril neto producido y entregado al Estado de Ecuador, conforme la fórmula establecida en la cláusula décima quinta.
- xix. Ingreso Disponible (YD): Es el valor en Dólares de los Estados Unidos de América resultante de la diferencia entre el Ingreso Bruto del Contrato y la suma de los siguientes conceptos: (i) Margen de Soberanía; (ii) Costos de Transporte del Estado de Ecuador; (iii) Costos de Comercialización; y (iv) los Tributos establecidos en la Codificación de la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y la Ley de Creación de Rentas Sustitutivas para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, si los mismos resultasen aplicables.

Para el caso de los contratos de participación aplicarán los siguientes conceptos:

- i) Impuesto a la Renta. - La Contratista pagará el Impuesto a la Renta de conformidad con la Ley de Régimen Tributario Interno.

- ii) Por concepto de Impuesto a la Renta, a partir del 1° de enero de 2016, aplica una retención del 25% sobre el 40% de cualquier monto que se remese a accionistas por concepto de dividendo.
- iii) Participación Laboral. - Se aplicará lo establecido en la Ley de Hidrocarburos de Ecuador.
- iv) Contribución por utilización de aguas y materiales naturales de construcción.- Durante la vigencia de estos contratos, la contratista pagará, en los primeros treinta (30) días de cada año a partir de la inscripción del contrato, por concepto de utilización de aguas y materiales naturales de construcción que se encuentren en el Área del Contrato pertenecientes al Estado ecuatoriano, la cantidad de veinte y cuatro mil 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América anuales (U\$S 24.000,00), durante el Período de Exploración y de sesenta mil 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América anuales (U\$S 60.000,00) durante el Período de Explotación. Valores que tendrán el carácter de no reembolsables.
- v) Contribución para el Desarrollo de la Educación Técnica Nacional y Becas. - Durante el período de exploración y su prórroga, la contratista contribuirá para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas relacionadas con la industria de hidrocarburos, la cantidad de cien mil 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América (U\$S 100.000,00) anuales, que se pagarán anticipadamente en el mes de enero de cada Año Fiscal, mediante depósito en el Banco Central del Ecuador, para ser acreditadas en la cuenta del Instituto de Fomento al Talento Humano o la institución que lo reemplace, de conformidad con la Ley de Hidrocarburos de Ecuador.
- vi) Contribución para la Superintendencia de Compañías. - Las compañías que integran la contratista pagarán la contribución anual, conforme a la normativa aplicable.
- vii) Pago proporcional. - En el caso de que el primer o último pago de las contribuciones anuales determinadas en el contrato no correspondieren a un Año Fiscal completo, estas se pagarán proporcionalmente al número de meses que corresponda.
- viii) Cuando los Períodos de Exploración y Explotación no comiencen el primero de enero, los primeros pagos serán efectuados dentro del plazo de treinta (30) días de la Fecha de Vigencia.
- ix) Impuesto a los Activos Totales. - La contratista pagará, el impuesto destinado a los Gobiernos Autónomos Descentralizados de conformidad con lo previsto en la ley aplicable.
- x) Una contribución anual sobre el total de sus activos (hasta un límite máximo del 1%del valor de los mismos) que las compañías y otras entidades sujetas a la vigilancia y control de la Superintendencia de Compañías deben pagar a ésta.
- xi) Un impuesto de 1,5 x 1000 sobre el total de activos de cada una de las empresas ecuatorianas que conforman los consorcios destinados a las municipalidades locales.
- xii) Un impuesto del 5% al egreso de divisas (ISD), aplicable sobre toda remesa monetaria que se realice desde el territorio ecuatoriano al exterior.
- xiii) Una tasa de permiso de bomberos que fluctúa entre los U\$S200 anuales.
- xiv) Pago de patentes municipales hasta un máximo de U\$S5.100.
- xv) Pagos de auditorías anuales de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCERNNR de U\$S40.000, por cada consorcio.
- xvi) Derechos por Servicios de Regulación y Control Prestados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables según las tarifas establecidas en la Resolución 002 del primero de dichos órganos.
- xvii) Tasas por servicios de gestión y calidad ambiental establecidas por el MAATE mediante Acuerdo Ministerial N° 086 de 26 de abril de 2010. Dichas tasas aplican a diferentes actos tales como: emisión

de licencia ambiental, aprobación de planes de manejo ambiental, gestión de seguimiento ambiental, emisión de certificados de intersección. El pago de estas tasas sólo se genera en caso de que los consorcios efectivamente requieran de los servicios del Ministerio antes señalados. Por otro lado, en dicho Acuerdo Ministerial también se contemplan pagos obligatorios anuales, tal es el caso de la tasa por pronunciamiento respecto de Programas y Presupuestos Anuales Ambientales, que tiene un valor de cincuenta Dólares de los Estados Unidos de América (U\$S 50,00) y otros rubros menores.

- xviii) Hasta antes de la suscripción de los nuevos contratos de servicios de exploración y explotación, los Consorcios debían asumir el pago, de un impuesto de U\$S1,05 por barril de petróleo producido en la Región Amazónica, previsto en la Ley para el Fondo para el Desarrollo de la Región del Amazonas y el Fortalecimiento de los Organismos Seccionales (ECORAE), reformada y una tarifa por cada barril de petróleo que es transportado por el Sistema de Oleoductos Tran-Ecuador (“SOTE”), de acuerdo a la Ley de Creación de Ingresos Substitutos para las Provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos. La tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo por el SOTE era de U\$S1,6215 para un petróleo crudo de 27,8 grados API, 23,2 cSt. de viscosidad a 80º F y 0,83% en peso de contenido de azufre. La tarifa básica de transporte de cada barril de petróleo crudo se ajusta por factores como distancia, gravedad, viscosidad y contenido de azufre. Si bien en los nuevos contratos estos impuestos ya no deben ser asumidos directamente por los Consorcios, al momento de calcular el saldo de Ingresos Disponibles para el pago de la tarifa, dichos valores son deducidos por la SHE del ingreso bruto.
- xix) Ingreso Bruto de la Contratista.- Es la participación de la contratista, del volumen de petróleo crudo producido en el área del contrato, valorada al precio de venta de dicho petróleo, que en ningún caso será menor al precio de referencia del mes inmediato anterior a la fecha del embarque, así definido constituirá el ingreso bruto de la contratista del cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, de conformidad con las reglas previstas en la Ley de Régimen Tributario Interno y las leyes aplicables.
- xx) Participaciones. - La contratista una vez iniciada la producción de petróleo crudo, que será medida en el Centro de Fiscalización y Entrega, tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato, la cual, se calculará en base a los porcentajes establecidos en el contrato. Estos porcentajes de participación serán valorados en función del precio de referencia, ajustados por la calidad del crudo en el Área del Contrato, correspondiente al Crudo Oriente o Napo, según sea el caso, por el volumen de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo) y de acuerdo con la Fórmula No.1 y Fórmula No.2.
- xxi) Igualmente, el Estado de Ecuador por intermedio del Ministerio de Energía y Minas (anteriormente denominado Ministerio de Energía y Recursos, Naturales No Renovables) recibirá su participación en el Centro de Fiscalización y Entrega, que será medida en el mismo y calculada de acuerdo con la fórmula establecida en el contrato.
- xxii) El Estado ecuatoriano podrá pagar a la contratista su participación en dinero en forma mensual, previo acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas.
- xxiii) La contratista asume por su cuenta y riesgo todas las Inversiones, costos y gastos operativos requeridos para la exploración, desarrollo y producción del área del contrato.
- xxiv) El Estado de Ecuador y la contratista asumirán los costos de transporte, comercialización y las obligaciones establecidas en la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, publicada en el Registro Oficial, Suplemento N° 245 del 21 de mayo de 2018; y, de la Ley N° 40, publicada en el Registro Oficial Suplemento N° 248 del 7 de agosto de 1989, de acuerdo con la participación que les corresponde y que se encuentran definidas en el contrato.
- xxv) En virtud de las reformas realizadas por la Ley Orgánica para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal tras la Pandemia COVID-19, publicada en el Registro Oficial No. 587, Tercer Suplemento, se reforma la Ley de Régimen Tributario Interno en su artículo 90 señalando lo siguiente: “Serán deducibles del impuesto a la renta de la contratista, los costos de financiamiento (...) y costos de transporte bajo cualquier figura que corresponda a los barriles efectivamente transportados o compra de capacidad reservada”.

En el citado artículo 90 se eliminó lo siguiente: “(...) En caso de que una misma contratista suscriba más de un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, para efectos del pago de impuesto a la renta no podrá consolidar las pérdidas ocasionadas en un contrato con las ganancias originadas en otro”, lo cual podría ser beneficioso para la Compañía que mantiene dos contratos en forma simultánea.

- xxvi) Cálculo de la participación de la contratista. - La participación de la contratista se calculará con base a los parámetros establecidos en el contrato, con la aplicación de la Fórmula No. 1, que se describe a continuación:

$$PC1 = X * Qm$$

Dónde:

PC1 = Participación de la Contratista en barriles de Petróleo Crudo

Qm = Producción mensual fiscalizada en el Área del Contrato

X = Factor promedio, expresado en porcentaje, redondeado al tercer decimal, correspondiente a la participación de la Contratista en función de los Límites de Producción.

Ajuste de la Participación por Límites de Producción

La X (porcentaje de participación de la contratista) se calculará con la aplicación de la Fórmula No.2, que se describe a continuación:

$$X = \frac{Q1 * PC + Q2 * (PC - 1,5\%) + Q3 * (PC - 6\%)}{Qt}$$

Dónde:

Qt = Q1 + Q2 + Q3

Qt = Es la producción diaria promedio mensual

Q1 = Es la parte de Qt inferior o igual a L1 (Q1 <= L1)

Q2 = Es la parte de Qt mayor a L1 y menor o igual a L2 (L1 < Q2 <= L2)

Q3 = Es la parte de Qt superior a L2 (Q2 > L2)

PC = Participación de la contratista, variable en función del precio de referencia redondeada a 2 decimales.

L1, L2 = Límites de producción, donde cambia el porcentaje de participación. L1 y L2 se expresarán en las mismas unidades que Qt, esto es en barriles por día.

L1 = Treinta mil barriles de petróleo crudo por día (30.000) BPPD.

L2 = Sesenta mil barriles de petróleo crudo por día (60.000) BPPD.

Ingreso Bruto de la Contratista: será igual a la participación de la contratista, determinada en la cláusula 11.2 del contrato, ajustada por calidad conforme el ejemplo del anexo D del mismo y valorada al precio de venta de petróleo crudo que no será menor al precio de referencia, de la cual se efectuarán las deducciones y pagará el impuesto a la renta conforme a la normativa aplicable.

En caso de que la participación de la contratista sea en dinero, la totalidad de la producción será comercializada por EP Petroecuador, debiendo recibir la contratista, como ingreso bruto, el monto correspondiente al porcentaje de su participación, calculado a precio de referencia, en Dólares de los Estados Unidos de América, menos el costo de transporte, comercialización y las obligaciones establecidas en la Codificación de la Ley Orgánica para la Planificación Integral de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica, publicada en el Registro Oficial, Suplemento N° 245 de 21 de mayo de 2018; y, de la Ley N° 40, publicada en el Registro Oficial Suplemento N° 248 de 7 de agosto de 1989.

La Industria del Cemento en Argentina

Características generales

Las principales características de la industria del cemento en Argentina son las siguientes:

- Alta correlación del nivel de actividad en la industria con el componente macro de la economía, particularmente con la inversión, debido a que la demanda de cemento está directamente vinculada con la construcción privada y el gasto público en infraestructura.
- Proceso de producción intensivo en capital y energía.
- Elevados costos de transporte terrestre.

La primera de estas características hace del sector una industria volátil y sumamente sensible a los cambios en la economía. La segunda de ellas determina elevadas barreras de entrada al mercado del cemento, en donde pocos participantes se reparten la totalidad de la participación en dicho mercado. La tercera característica mencionada facilita el dominio zonal o regional de los mercados, de acuerdo con la localización de las plantas de producción de cemento.

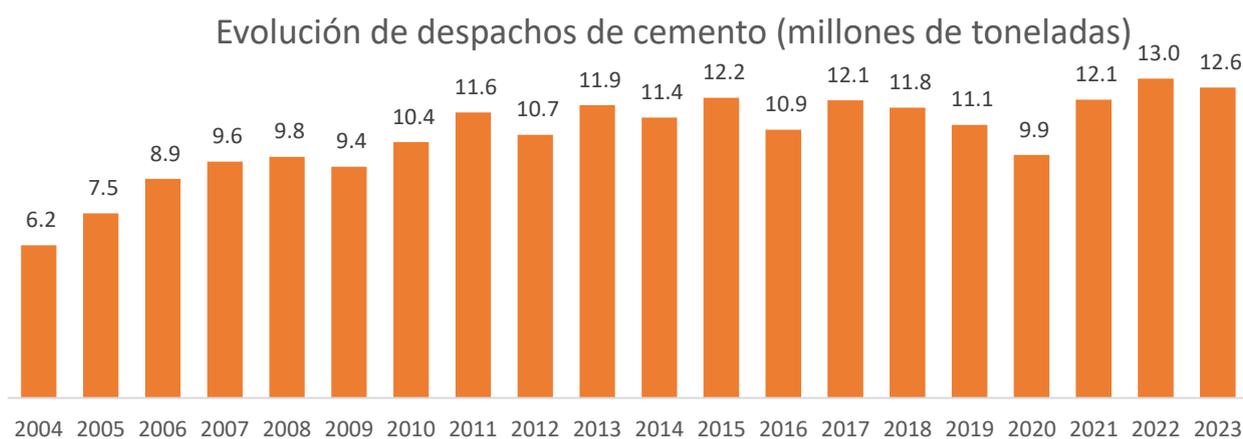
En Argentina existen sólo cuatro compañías productoras de cemento a gran escala: Loma Negra, Holcim, Cementos Avellaneda S.A. y PCR. Estas compañías producen y venden cemento en las distintas zonas geográficas del país. PCR lidera la provisión de cemento del mercado patagónico y las exportaciones al sur chileno.

La producción de cemento en Argentina se destina principalmente al mercado interno, representando las exportaciones aproximadamente el 0,7% de las ventas totales de cemento para el año 2022. Por su parte, no hubo importaciones de cemento en este ejercicio.

La industria del cemento a nivel internacional ha experimentado en los últimos años operaciones de adquisiciones que alteraron la dinámica del sector. Argentina no fue la excepción, y, actualmente, las tres cementeras más grandes del país son controladas por grandes compañías extranjeras. Loma Negra fue adquirida en 2005 por Camargo Correa S.A., una de las compañías cementeras más importantes de Brasil; Juan Minetti S.A. fue adquirida por el grupo Holcim, una de las compañías cementeras más importantes del mundo; y Cementos Avellaneda S.A. por Cementos Molins y Votorantim Cimentos. Esta última es la compañía cementera más grande de Brasil, con operaciones en ocho países más (Estados Unidos de América, Canadá, Chile, Colombia, Perú, Bolivia, China y Argentina).

Desempeño del sector cementero en los últimos años en Argentina

Tal como se refleja en el gráfico que se presenta a continuación, los despachos de cemento se han incrementado en los últimos 20 años, notándose una mayor estabilidad durante los últimos 10 años.



El cemento se despacha casi en su totalidad en el mercado argentino, representando las exportaciones un porcentaje poco significativo, tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Año	Mercado Interno	% s/año anterior	Exportación	% s/año anterior	Total	% s/año anterior
2004	6,0	n/a	0,1	n/a	6,2	n/a
2005	7,4	23%	0,1	10%	7,5	21%
2006	8,8	19%	0,2	1%	8,9	19%
2007	9,5	8%	0,1	-24%	9,6	8%
2008	9,6	2%	0,1	-3%	9,8	2%
2009	9,2	-4%	0,2	77%	9,4	-4%
2010	10,2	10%	0,3	37%	10,4	11%
2011	11,4	12%	0,2	-13%	11,6	12%
2012	10,5	-8%	0,2	0%	10,7	-8%
2013	11,7	12%	0,2	-8%	11,9	11%
2014	11,3	-4%	0,2	-25%	11,4	-4%
2015	12,1	7%	0,1	-45%	12,2	7%
2016	10,8	-11%	0,1	-11%	10,9	-11%
2017	12,0	11%	0,1	-13%	12,1	11%
2018	11,7	-2%	0,1	14%	11,8	-2%
2019	11,0	-6%	0,1	25%	11,1	-6%
2020	9,7	-11%	0,1	32%	9,9	-11%
2021	12,0	23%	0,1	-13%	12,1	23%
2022	12,9	7%	0,1	-24%	13,0	7%
2023	12,6	-3%	0,1	-30%	12,6	-3%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la AFCP.

Cabe mencionar que todavía existe una importante capacidad ociosa en la industria del cemento en Argentina. Actualmente la capacidad instalada de producción nominal de cemento es de alrededor de 18,5 millones de toneladas anuales en el año 2022, según últimos datos disponibles de la AFCP, mientras que la producción en el año 2023 fue de 12,6 millones de toneladas. Es decir que, durante el 2023 el porcentaje estimado de utilización de la capacidad instalada de producción de cemento fue del 68%. Esto garantiza el abastecimiento de un futuro incremento en la demanda sin mayores inversiones de capital en el mediano plazo. La mayor parte de la producción se concentra en sólo dos compañías: Loma Negra y Holcim.

En términos de consumo de cemento, Argentina pasó de 174 kg/hab./año en 2000 a 282 kg/hab./año en 2022, de acuerdo al último dato de consumo por habitante publicado por la AFCP. El consumo de cemento total de Argentina fue de 12,9 millones de toneladas en 2022 y de 12,5 millones de toneladas en 2023, por lo que el mismo ha decrecido un 3%.

Los precios, por su parte, han experimentado una importante recuperación a partir del año 2003, principalmente debido al incremento del nivel de actividad local, la baja competencia internacional, derivada de los altos costos de transporte y la inflación.

Durante 2023, el precio del cemento Portland normal en bolsa aumentó por encima del aumento en el Índice del Costo de la Construcción ("ICC"), recuperando el retraso que tuvo respecto de este índice en 2021, producto principalmente a la aplicación de un convenio de abastecimiento suscripto con el Gobierno para este producto. De acuerdo con las estadísticas publicadas por el INDEC, la evolución del ICC y del precio del cemento Portland, tuvo la siguiente evolución interanual comparada contra la evolución del índice mencionado:

	dic-23	dic-22	dic-21
ICC	225,3%	92,8%	48,9%
Cambio del precio del cemento portland normal en bolsa (var. Interanual)	245,8%	90,6%	28,1%

Marco Regulatorio de la Industria del Cemento en Argentina

El siguiente es un resumen de ciertas disposiciones contenidas en las normas argentinas aplicables a la industria del cemento en general y a PCR en particular. El presente resumen no tiene por objeto constituir un análisis exhaustivo de todas las normas aplicables a la industria del cemento en Argentina. Se recomienda consultar con sus respectivos asesores legales y comerciales a fin de efectuar un análisis más detallado de las mismas.

Reglamentaciones Ambientales

En primer lugar, se destaca que las actividades industriales con cierto impacto ambiental deben necesariamente atravesar un procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental y obtener la aprobación ambiental de sus actividades por parte de la autoridad competente. Asimismo, dependiendo de la actividad de que se trate y de los impactos ambientales que genere, las autoridades competentes pueden requerir la obtención de ciertos permisos sectoriales.

La producción de cemento en particular es una actividad generadora de emisiones de polvo (material particulado en suspensión) y gases como sus principales agentes contaminantes. En Argentina, las emisiones de gases y la calidad del aire están reguladas tanto a nivel federal como provincial. Es así como tanto en la provincia del Chubut, donde está ubicada la planta de Comodoro Rivadavia, como en la provincia de Santa Cruz, donde se ubica la planta de Pico Truncado, se exige que toda instalación de producción cuente con permisos de emisión y un certificado ambiental emitido por las autoridades locales pertinentes. En ambos casos, la Compañía ha obtenido los certificados correspondientes.

Sumado a ello, diferentes regulaciones en materia ambiental son aplicables a la industria cementera de la Compañía. A continuación, se mencionan algunas de las principales normas ambientales nacionales y provinciales.

Legislación nacional

En el caso de la legislación federal, por favor véase el apartado “*Regulaciones ambientales argentinas*” de este Prospecto respecto de la actividad hidrocarburífera en todo lo que sea aplicable a la industria del cemento.

Provincia de Santa Cruz

En el caso de la provincia de Santa Cruz, las siguientes regulaciones son aplicables: (i) la Ley N° 2.658 sobre Evaluación de Impacto Ambiental (modificada por las Leyes N° 2.792, N° 3.437 y N° 3.777), reglamentada por el Decreto N° 7/2006; (ii) la Ley de Aguas N° 1.451 (modificada por las Leyes N° 3.414, N° 2.701, N° 2.625, N° 2.480, N° 1.677, N° 3.184, N° 3.914); (iii) la Ley N° 2.567 de Residuos Peligrosos (modificada por la Ley N° 2.567 y N° 3.777), reglamentada por el Decreto N° 712/2002; (iv) la Ley N° 3.122 que crea el Programa de Saneamiento Ambiental, (modificada por la Ley N° 3.777), reglamentada por el Decreto N° 2.306/2011; (v) la Ley N° 1.313 de adhesión a la Ley Nacional N° 20.284 de preservación de los recursos de aire; entre otras normas.

Provincia del Chubut

En el caso de la provincia del Chubut, las siguientes regulaciones son aplicables: (i) la Ley XI N° 35 (Código Ambiental), reglamentada por el Decreto N° 185/2009 (modificado por los Decretos N° 1.003/2016 y 998/2016) que, entre otras cuestiones, adhiere a la Ley Nacional N° 24.051 de residuos peligrosos y regula el uso de PCBs en el territorio provincial; (ii) el Decreto N° 1.005/2016 de Residuos Petroleros; (iii) la Ley XVII N° 53 (Código de Aguas); (iv) la Ley XVII N° 88 de Política Hídrica y sus normas complementarias; entre otras normas.

Regulaciones mineras

La Compañía extrae piedra caliza de canteras de su propiedad y de canteras de terceros. La ley principal que rige la actividad minera en la Argentina es el Código de Minería, dictado por la Ley N° 1.919 de 1886, con sus reformas introducidas por la Ley N° 24.585 de Protección Ambiental para la Actividad Minera.

El Código de Minería establece que la titularidad de sustancias minerales de tercera categoría (aquellas de naturaleza pétreo o terrosa y, en general, todas las que sirven para materiales de construcción y ornamento, cuyo conjunto forma las canteras) es del titular del inmueble superficial en el que se ubican las canteras, salvo excepciones (por ejemplo, cuando el titular del inmueble superficial cede ese derecho a un tercero, entre otros casos). El titular de una cantera puede explotarla por sí mismo, o bien ceder este derecho a un tercero bajo distintas modalidades de contratación (por ejemplo, a través de la celebración de un contrato de usufructo, entre otras).

Conforme al Código de Minería, antes del inicio de actividades mineras los operadores deben presentar un informe de impacto ambiental ante la autoridad regulatoria competente para su aprobación. La ejecución de trabajos requiere la previa aprobación del informe de impacto ambiental. En caso de que fuere aprobado, emitirá una declaración de impacto ambiental que debe actualizarse cada dos años.

Por su parte, cabe mencionar que la Ley N° 24.585 ha sido complementada por el Acta de San Carlos de Bariloche del 16 de agosto de 1996 del Consejo Federal de Minería (“Acta de Bariloche”), la cual regula, entre otras cosas, los contenidos mínimos de los informes de impacto ambiental y de los planes de manejo ambiental que deben acompañar a los informes. Muchas provincias han sancionado normas implementando expresamente para el ámbito de sus jurisdicciones los lineamientos de la Ley 24.585 y el Acta de Bariloche, siendo por ejemplo el caso de la provincia de Santa Cruz con el Decreto N° 931/2007.

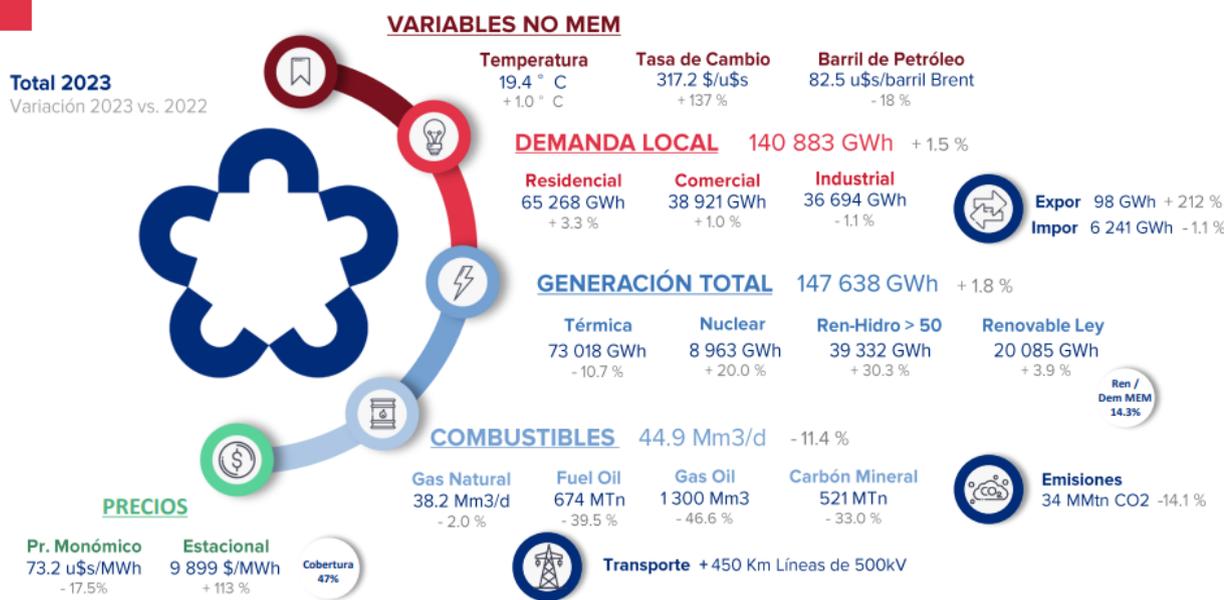
Adicionalmente, se destaca que, en general, los ordenamientos provinciales tienen normas procedimentales mineras y otras normas en materia ambiental minera, las cuales resultan obligatorias para la Compañía en aquellas provincias en donde desarrollen las actividades extractivas mineras (por ejemplo, la Ley N° 990 de la provincia de Santa Cruz que aprueba el Código de Procedimientos Mineros y la Ley N° 3.751 junto con su Decreto Reglamentario N° 1494/2022 de la misma provincia sobre cierre de minas).

La Industria de Energías Renovables en Argentina

En los últimos años, la República Argentina ha incorporado a su agenda la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Según datos de CAMMESA, para el año 2022, la generación de energía a partir de fuentes renovables fue de 19.340 GW representando un 14% de la generación total de energía del país.

Según datos de CAMMESA, para el año 2023, la generación de energía a partir de fuentes renovables fue de 20.085 GWh representando un 14% de la generación total de energía del país.

Resumen Ejecutivo 2023 – Principales Variables MEM



PCR ha incursionado en esta industria desde el año 2016 y se encuentra entre los principales actores de la industria de energía eólica renovable en Argentina junto con Genneia, YPF Energía Eléctrica, Goldwind, Pampa Energía, Central Puerto y AES, quienes participan activamente junto con algunos otros, en las licitaciones de sector.

Descripción General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico de Argentina vigente en la actualidad está conformado por la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, y por la Ley N° 24.065 sancionada en 1992 y reglamentada por el Decreto N°

1398/92 y el Decreto N° 186/95 (en conjunto, la “**Ley de Energía Eléctrica**”). La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda. Asimismo, dicha ley dispuso la organización del mercado eléctrico mayorista (“**Mercado Eléctrico Mayorista**” o “**MEM**”) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91. El Decreto N° 186/95 creó, además, la figura del “participante”, destacándose entre éstos el “comercializador”, definido como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercializa energía eléctrica en bloque.

La Ley de Energía Eléctrica

La Ley de Energía Eléctrica estableció el marco regulatorio fundamental del sector eléctrico, dividiendo en forma vertical al sector en distintos subsectores separados -generación, transporte y distribución-, y sujetando a cada uno a diferentes reglamentaciones específicas. Asimismo, reconoció a los grandes usuarios como agentes del mercado eléctrico, al que denominó Mercado Eléctrico Mayorista.

A su vez, la Ley de Energía Eléctrica creó (i) el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“**ENRE**”), (ii) otras autoridades institucionales del sector, incluido el Despacho Nacional de Cargas (*i.e.*, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“**CAMMESA**”), que fue constituida mediante el Decreto N° 1192/92); y (iii) sentó las bases para la fijación del precio spot, el establecimiento de las tarifas en las áreas reguladas y los criterios para la valuación de los activos a ser privatizados.

La Ley de Energía Eléctrica tuvo un profundo impacto, aunque indirecto, a nivel provincial, ya que prácticamente todas las provincias siguieron las pautas regulatorias e institucionales de esta ley. Varios de los gobiernos provinciales que siguieron el camino de la privatización en el sector han creado sus propios organismos regulatorios financieramente independientes a nivel provincial. Antes de la privatización, las mismas empresas de servicios públicos tenían un papel fundamental en la creación de las políticas del sector y en el establecimiento de las nuevas tarifas aplicables en las provincias.

Asimismo, declaró que tanto el transporte de energía como la distribución son servicios públicos y por ello requieren una concesión previa del Poder Ejecutivo Nacional y/o local, según corresponda. En particular, la distribución de energía eléctrica sujeta a jurisdicción federal está regulada por la Ley de Energía Eléctrica o por las leyes provinciales en los casos en que dicho servicio es prestado en virtud de contratos de concesión suscriptos con autoridades provinciales que establecen, entre otras cuestiones, las normas de calidad que deberán cumplirse y el cuadro tarifario aplicable.

Por su parte, la generación de energía es considerada una actividad de interés general, no monopólica. Sin perjuicio de ello, la generación de energía mediante el aprovechamiento de cursos de agua pública para potencias que excedan los 500kV requiere una concesión de parte del Gobierno argentino. Las restantes formas de generación, tanto térmicas como no convencionales no requieren una concesión por parte del Gobierno argentino y sólo deben cumplir con normas de seguridad, regulatorias, de planificación, ambientales y de salud y obtener los permisos necesarios para poder operar.

La emergencia del sector eléctrico

En el año 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad; que entre otras cuestiones, declaró la emergencia en materia energética y tarifaria, y dispuso:

- (i) Que las tarifas de electricidad y gas natural (transporte y distribución) bajo jurisdicción federal se mantendrán sin ajustes por ciento ochenta (180) días a partir de la entrada en vigencia de la ley (e invita a las provincias a adherir a esta política). Esta medida fue luego prorrogada por medio de los Decretos N° 543/2020 y 1020/2020.
- (ii) Facultar al Poder Ejecutivo Nacional para renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal, sea en el marco de las RTI vigentes o mediante una revisión extraordinaria, conforme lo dispuesto en la Ley N° 24.076 (respecto del gas) y de la Ley N° 24.065 (respecto de la electricidad). La renegociación de la revisión tarifaria integral fue iniciada mediante el Decreto N° 1020/2020 (por un plazo de 2 años), y su plazo extendido mediante el Decreto 815/2022
- (iii) Facultar al Poder Ejecutivo nacional para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el plazo de un año (inicialmente, sería hasta diciembre de 2020). Sin embargo, la intervención de los entes

reguladores (implementada mediante el Decreto N° 277/2020) fue prorrogada sucesivamente por medio de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022.

El 18 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la intervención del ENRE a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio⁵.

Cabe mencionar que por medio de la Resolución N° 235/2022, publicada en el Boletín Oficial el 18 de abril de 2022, la Secretaría de Energía convocó a una Audiencia Pública a los efectos del tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023. La audiencia tuvo lugar el 12 de mayo de 2022.

El 16 de junio de 2022, con la publicación del Decreto N°332/2022 se estableció a partir del mes de junio de 2022, un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objeto de lograr valores de la energía razonables y susceptibles de ser aplicados con criterios determinados por la autoridad de aplicación (la Secretaría de Energía).

El 21 de octubre de 2022 fue publicada la Resolución N° 539/2022 del ENRE, que convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia se celebró el 30 de noviembre de 2022. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante Resolución del ENRE N° 682/2022, publicada el 27 de diciembre de 2022.

El 11 de noviembre de 2022 fue publicada la Resolución N° 576/2022 del ENRE, que convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia fue celebrada el 23 de enero de 2023. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante la Resolución N° 154/2023 del ENRE, publicada el 1 de febrero de 2023.

Con fecha 20 de abril de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 363/2023 y 364/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

- (i) Dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional -EDENOR y EDESUR- a partir del 1 de junio de 2023.
- (ii) Dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional –TRANSENER, TRANSBA, TRANSPA, TRANSCO, TRANSNEA, TRANSNOA, DISTROCUYO, y EPEN– a partir del 1 de junio de 2023.

Con fecha 31 de mayo de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 421/2023 y 422/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

- (i) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Transporte en el año 2023 y primer trimestre de 2024.
- (ii) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2023 y primer trimestre de 2024.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, instruyó a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las

⁵ El 22 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1 de la Secretaría de Energía, por la cual se designó al Licenciado Darío Oscar Arrué en el cargo de Interventor del ENRE.

necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

En cuanto a la revisión tarifaria, mediante el DNU N° 55/2023 se dispuso:

- Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
- Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
- Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

El 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencia pública (a celebrar el 26 de enero de 2024), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución (EDENOR y EDESUR)⁶.

Marco Regulatorio de la Energía Renovable en Argentina

En los últimos años, la República Argentina ha incorporado a su agenda la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

En el año 1998, la Ley N° 25.019 (reglamentada por el Decreto N° 1597/1999) aprobó el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, declarando de interés nacional a la energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio del país, y estableciendo una serie de beneficios fiscales para proyectos de generación que utilicen las referidas fuentes de energía.

Complementariamente, mediante la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, modificada y complementada por la Ley N° 27.191, ambas reglamentadas hoy por el Decreto N° 531/2016 (en conjunto, la “**Ley de Energías Renovables**”), se declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. La Ley de Energías Renovables estableció un objetivo claro: lograr una contribución del 20% de las fuentes de energía renovables a la matriz eléctrica argentina al 31 de diciembre de 2025.

Este régimen especial, y los contratos de abastecimiento de energías renovables celebrados con CAMMESA, están excluidos del régimen general de remuneración establecido en la Resolución N° 95, sus modificatorias y la Resolución N° 31.

Asimismo, la Ley de Energías Renovables estableció un régimen de inversiones para nuevas obras de construcción destinadas a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con una vigencia de 10 años.

Los beneficiarios de este régimen podrán ser personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, aprobados por las autoridades competentes, con radicación en Argentina, cuya producción esté destinada al MEM y/o a la prestación de servicios públicos.

Las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.191 apuntan a establecer un marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica,

⁶ Por las Resoluciones ENRE 83 y 87, publicadas en los Boletines Oficiales del 31 de enero de 2024 y el 08 de febrero de 2024, respectivamente, se aprobó el Informe Final elaborado en el marco del objeto establecido en el artículo 1 de las Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024.

incrementando el grado de participación de las fuentes renovables en el mercado argentino. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la Ley:

- establece un objetivo a corto y largo plazo: la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables deberá alcanzar una participación del 8% en el consumo eléctrico del mercado para el 31 de diciembre de 2017. Este porcentaje debe incrementarse progresivamente y alcanzar una participación del 20% para el 31 de diciembre de 2025;
- aumenta el límite de potencia establecido para las centrales hidroeléctricas incluidas en el régimen de fomento de 30 MW a 50 MW;
- modifica y amplía los beneficios fiscales para los proyectos que reúnen los requisitos;
- crea el FODER. El FODER es un fideicomiso público administrado por el BICE, que, entre otras cosas garantiza los pagos de CAMMESA y el Estado Nacional a los Proyectos de generación de energía renovable adjudicados en el marco del Programa RenovAr. El Estado Nacional es el fiduciante, el BICE actúa como fiduciario. Las funciones principales del FODER son otorgar préstamos, realizar aportes de capital, a garantizar el pago de energía mensual debido por CAMMESA en su rol de off-taker en los contratos de abastecimiento (“PPA”) suscriptos en el marco del Programa Renovar, y, en caso de corresponder, pagar el precio de venta de los proyectos adjudicados en tal contexto;
- establece obligaciones para los grandes usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales mediante autogeneración o la suscripción de contratos de compraventa de energía a partir de fuentes renovables. Esta compra de energía podría realizarse directamente al generador, a través de un distribuidor que adquiere la demanda de energía de un generador, un comercializador o directamente de CAMMESA.

La Ley de Energías Renovables define a las fuentes renovables de energía como aquellas fuentes de energía no fósiles, idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo, incluida la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093).

Conforme se especifica en las reglamentaciones, el régimen establecido por la Ley N° 27.191:

- designa al ex MEyM (actualmente la SE) como la autoridad de aplicación de la ley; crea un régimen de fomento que se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciación de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último; y
- establece que, las metas establecidas en la ley serán auditadas en forma anual a partir del 31 de diciembre de 2018, con una tolerancia del 10% por usuario por año para el alcance de los objetivos de consumo de energía establecidos en la ley. La diferencia hasta un 10% en cualquier año, debe compensarse en el año siguiente y se aplicará una sanción al monto que supere el 10%. Asimismo, en caso de incumplirse la obligación de compensación, se aplicará una sanción.

El Decreto N° 531/16 determinó que los proyectos bajo las Resoluciones N° 220/2007, 712/2009 y 108/2011 que ya hubiesen iniciado las construcciones, podían ser beneficiarios del régimen de fomento siempre que acepten las modificaciones a los contratos celebrados que resulten necesarias para adatarlos a la Ley de Energías Renovables. La autoridad de aplicación establecería un orden de mérito para los proyectos que hubieran sido aprobados y determinaría el otorgamiento de los beneficios de fomento para cada proyecto.

Mediante Resolución N° 1036/2021 (BO 01/11/2021), la Secretaría de Energía dio a conocer su trabajo destinado al análisis de la situación actual de la República Argentina dentro del proceso de transición energética, que implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía. En su documento denominado “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”, establece conceptos que deberán ser utilizados para que, dentro del ámbito de esta Secretaría, se logre definir el contenido de futuras resoluciones técnicas en la materia, resolver

situaciones no contempladas expresamente por las normas vigentes y abrir la posibilidad a futuros debates que enriquezcan el contenido de los “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”. En él se expresa que integran los lineamientos generales: la eficiencia energética, la energía limpia en emisiones de gases de efecto invernadero, la gasificación, el desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, la resiliencia del sistema energético, la federalización del desarrollo energético y la estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno.

El 7 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 517/2023, que aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”. Para elaborar el Plan, se asumieron una serie de supuestos y condiciones de aquí al 2030: crecimiento del producto bruto interno del 2% anual de largo plazo; incremento de la demanda eléctrica del 1,5% interanual, y de gas natural, en alrededor del 1,1%; crecimiento de la demanda de combustibles del 2,3% interanual; crecimiento de la producción de gas natural para consumo local entre 2,4% y 3%, y de la producción de petróleo, entre 3,4% y 6%; reducción de la participación de generación térmica del 59% al 35% (no obstante, contempla 3000 MW de la futura licitación próxima a ser convocada). El Plan propone una serie de metas cuantitativas (por ejemplo, no exceder la emisión neta de 349 millones de tCO₂ para toda la economía; reducir al menos un 8% de la demanda energética; superar el 50% de renovables en la generación eléctrica; ampliar la red de transmisión eléctrica de alta tensión; etc.) y metas cualitativas (crear condiciones propicias para el desarrollo local de la cadena de valor de tecnologías de energía limpia; crear nuevos puestos de trabajo locales y sostenibles en el sector; reducir la pobreza energética; facilitar una transición energética justa).

El Plan considera nueve líneas estratégicas y un eje trasversal de gobernanza institucional se desarrollarán medidas para descarbonizar el sistema energético argentino y aumentar la resiliencia climática de manera justa, inclusiva y sostenible. Las nueve líneas estratégicas son: eficiencia energética, energía limpia en emisiones de gases de efecto invernadero, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo del hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva. Para el cumplimiento de estas metas, el Plan estima que se requerirá una inversión relevante por un total aproximado de 86.642 MM U\$S, por parte del sector privado y/o público.

El 7 de julio de 2023 también se publicó la Resolución N° 518/2023, que aprobó los “Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050”. Estos lineamientos consideran tres escenarios denominados “base”, “optimista” y “ambicioso”. Los tres escenarios comparten una evolución similar hasta el año 2030 y, desde allí, se diferencian. El documento propone 10 lineamientos estratégicos para una política energética sostenible para la transición a 2050: gobernanza institucional, eficiencia energética, energía baja en emisiones de GEI, gasificación, desarrollo de capacidades tecnológicas nacionales, resiliencia del sistema energético, federalización del desarrollo energético, desarrollo de hidrógeno bajo en emisiones, movilidad sostenible y transición justa e inclusiva.

Remuneración en Mercado Spot para energías renovables

El 8 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 9/2024 de la Secretaría de Energía que, en el marco de la declaración de emergencia del Sector Energético Nacional dispuesta por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023 y ante la necesidad de redefinir el funcionamiento del MEM hacia una mayor eficiencia y competencia, procede a actualizar el sistema de remuneración de la generación no comprometida en contratos.

Según disponen los considerandos de la Resolución N° 9/2024, el sistema establecido será de carácter excepcional y hasta tanto se definan e implementen gradualmente los mecanismos regulatorios orientados a lograr un funcionamiento autónomo, competitivo y sustentable que permita la libre contratación entre la oferta y la demanda. Esta actualización será provisoria hasta que se definan y apliquen gradualmente nuevos mecanismos regulatorios, con vigencia hasta el 1 de julio de 2024.

La remuneración de la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) que se identifican como tipo Eólicos, Solar Fotovoltaico, Biomasa, Biogás, Biogás de RSU pertenecientes a Agentes Generadores alcanzados por lo definido en el Artículo N°2 de la Resolución ex SRRYME N° 1/2019, recibirán por su energía generada exclusivamente lo indicado a continuación:

- (i) Precio por la Energía Generada No Convencional (PENC):

La energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) se le reconocerá por su energía generada, a partir de la transacción económica de febrero de 2024 un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 17.919 \$/MWh.

(ii) Remuneración de la Energía Generada No Convencional:

La Remuneración en PESOS ARGENTINOS de la Energía Generada No Convencional Mensual se obtiene por la integración horaria en el mes de la Energía Generada por el generador "g" en cada hora "h" [EGengh] por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora.

$$\text{REM ENC (\$/mes)} = \sum h.\text{mes} (\text{PENC} * \text{EGengh})$$

Siendo:

PENC: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC)

La energía inyectada a la red proveniente de Unidades de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encuentren en proceso previo a la Habilitación Comercial, recibirá, hasta alcanzar la habilitación referida, el 50% de la remuneración indicada previamente.

Beneficios impositivos del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica (el "Régimen de Energías Renovables"). Leyes N° 26.190 y N° 27.191

Los principales beneficios promocionales incluidos en el Régimen de Energías Renovables establecido por Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016, sus modificatorias, y las resoluciones del ex MEyM, son los siguientes:

1. Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada de activos a los fines del IG, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.
2. Extensión a diez años del plazo para el traslado de quebrantos impositivos a efectos de su compensación con ganancias obtenidas por el beneficiario. De utilizarse la extensión del plazo, las pérdidas fiscales derivadas de la actividad promovida podrán ser sólo compensadas con las utilidades netas resultantes de la misma actividad.
3. Exclusión de activos afectados por la actividad sujeta al Régimen de Energías Renovables de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta desde el principio efectivo de ejecución de las obras, extendiéndose tal beneficio hasta el octavo ejercicio inclusive, desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo. Los activos excluidos son aquellos conectados al proyecto sujeto al Régimen de Energías Renovables e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación. Destacamos que Ley N° 27.260 establece la derogación de este impuesto para los ejercicios que iniciados a partir del 1° de enero de 2019.
4. Exención de la retención del 10% sobre los dividendos o utilidades (creada por Ley N° 26.893) que sean distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos sujetos al Régimen de Energías Renovables, en la medida que éstos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país. Cabe señalar que dicha retención fue eliminada mediante la Ley N° 27.260. Asimismo, es importante señalar que la exención no resultaría procedente respecto de la retención establecida mediante la Ley N° 27.430 aplicable a la ganancia neta de las personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas. En este sentido, en función de las últimas modificaciones introducidas por la Ley N° 27.630, los dividendos originados en utilidades obtenidas durante ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 estarían sujetos a la alícuota de retención del 7%.
5. Certificado fiscal. Los beneficiarios del Régimen de Energías Renovables que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional —el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%)—, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de determinados impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado. La asignación

del certificado fiscal está condicionada a que el contribuyente no tenga deudas líquidas y pagaderas ante la AFIP. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros y ser utilizado tanto por los beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de IG, IVA, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos cuya recaudación se encuentre a cargo de la AFIP. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez.

6. Otros beneficios, incluida la posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los mayores costos derivados de los aumentos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA producidos con posterioridad a la celebración del contrato de abastecimiento de energía renovable. En el caso de contratos celebrados con CAMMESA, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación correspondiente que acredite el incremento de costos. CAMMESA evaluará esta solicitud. El Decreto N° 531/2016, en su Capítulo V, detalla que abarca y qué excluye el concepto de “incremento fiscal”. Cabe destacar que la solicitud de reconocimiento del nuevo precio por aumento de impuestos, junto con la acreditación de la información y documentación, está sujeta a un plazo de caducidad automática.
7. Exención de los derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo y la tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, para la importación de nuevos activos de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, e insumos aprobados por la Autoridad de Aplicación, necesarios para la ejecución del proyecto de inversión en la medida en que la importación de los mismos haya sido realizada hasta el 31 de diciembre de 2017.
8. Adicionalmente, el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025, excluyendo las tarifas potenciales pagaderas sobre el uso de tierras fiscales donde los proyectos se instalen.

Aquellos que deseen participar en el Régimen de Energías Renovables deben renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del Decreto N° 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Este régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la ley 26.190, los beneficios previstos en los artículos 4º y 5º de dicha ley 25.019. Los beneficios otorgados por sistemas anteriores bajo las Leyes N° 25.019 y 26.360, y los proyectos que se benefician de dichos sistemas sólo pueden tener acceso al Régimen de Energías Renovables si las obras que se comprometen bajo los contratos ejecutados bajo el mismo no han comenzado a partir de la fecha de la solicitud.

La Ley Nacional N° 26.190 y su modificatoria la Ley N° 27.191, invitaron a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir al régimen y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Como consecuencia de ello, numerosas legislaturas provinciales hicieron lo propio aprobando las respectivas leyes de adhesión e incorporando beneficios impositivos a nivel local. El alcance y las particularidades de estos regímenes deben corroborarse en el caso concreto, variando sustancialmente conforme la jurisdicción involucrada, y contemplan, según el caso, exenciones en el Impuesto sobre los Ingresos brutos, Impuesto de sellos, Impuesto inmobiliario y regímenes de Estabilidad fiscal.

La Industria Minera y Petrolera en Ecuador

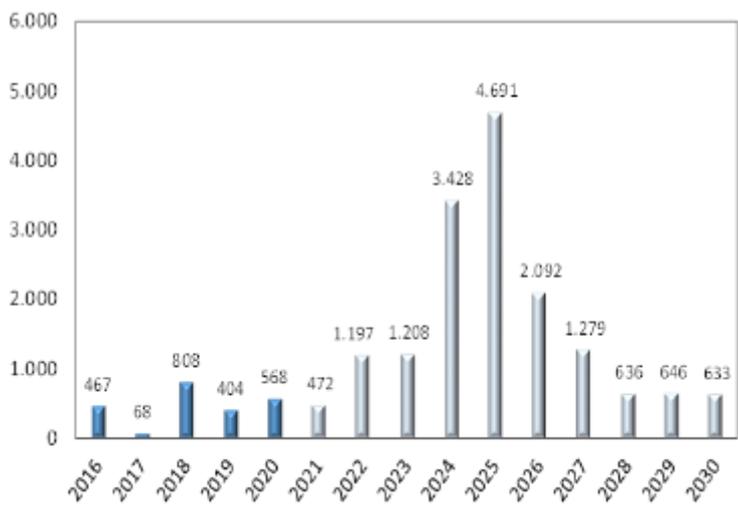
Entorno minero:

Mediante Decreto Ejecutivo No. 151 del 5 de agosto de 2021, el ex presidente de Ecuador Guillermo Lasso expidió los lineamientos de la nueva política minera que se llevará adelante bajo su gestión (el “**Plan de Acción Minero**”). Este documento evidencia la posición del actual gobierno ecuatoriano abiertamente favorable al impulso de la minería.

Conforme surge de Artículo 3, el Plan de Acción Minero del gobierno de Lasso tiene como objetivos 1) desarrollar una minería eficiente y responsable ambiental y socialmente, 2) determinar el potencial geológico local, 3) potenciar la inversión nacional y extranjera y 4) implementar las mejores prácticas para el aprovechamiento de esos recursos.

El gobierno de Lasso reabrió el catastro minero, lo que es fundamental para continuar impulsando y desarrollando un flujo constante de proyectos mineros. La exploración toma muchos años y es importante que el trabajo de descubrimiento y desarrollo continúen permanente y sistemáticamente.

Para que en el futuro existan proyectos en fase avanzada, se requiere que existan en el presente muchos en fases tempranas. Por favor, encuentren a continuación un cuadro con de proyección de inversión minera En millones de Pesos.



Fuente: Estudio Grupo Spurrier

A pesar de las buenas intenciones, el sector minero se vio impedido de crecer al tener problemas similares al sector petrolero en el sentido de que las declaratorias de inconstitucionalidad de las normas para obtener el licenciamiento ambiental por parte de la Corte Constitucional, han retrasado proyectos mineros.

Por su parte, el gobierno del Presidente Daniel Noboa apoya de manera frontal el desarrollo de la industria minera en el Ecuador. Precisamente por ello acudió al Foro Mundial Minero “PDAC” que este año 2024 se llevó a cabo en Toronto y presentó los 9 proyectos mineros emblemáticos del país.

El gobierno es optimista con el crecimiento de la minería, sin embargo, se debe tomar en cuenta que los proyectos mineros han generado gran conflictividad social, como es el caso del proyecto “La Plata” en la parroquia Palo Quemado de la provincia de Cotopaxi, el cual en los últimos días ha registrado protestas violentas por grupos liderados por la CONAIE que rechazan a este proyecto.

Entorno petrolero:

El ex presidente Lasso, por medio del Decreto Ejecutivo 95, de julio 7, RO 494-S, expidió instrucciones exhaustivas a las autoridades para darle coherencia al sector petrolero, a fin de tornarlo eficiente tanto aguas arriba como aguas abajo y erradicar la corrupción entronizada.

Se procuró crear más oportunidades de negocio en todas las etapas de la industria petrolera. Se pretendía que las refinерías sean operadas por privados, al igual que los oleoductos. De igual manera se dispuso que EP Petroecuador debía vender sus estaciones de servicio. El objetivo fue convertir a EP Petroecuador en una sociedad anónima. Se licitaron nuevas áreas, bajo contratos de participación.

Igualmente se preveía una mayor transparencia, con acceso público a la información, el levantamiento del sigilo de todos los datos de la comercialización de la última década, y el fortalecimiento del debido proceso.

En evento de Ecuador Open for Business del gobierno incluyó:

1. Ronda Intracampos II (por \$2.053 millones): exploración en zona nororiental en donde se concentra producción nacional. Producción de 20 mil bpd. Contrato de participación.

2. Refinería de alta conversión en la costa (por \$4.500 millones): capacidad de refinación de 300 mil bpd. Asociación público-privada.
3. Licitación Sacha (por \$2.887 millones): objetivo de descubrir nuevas reservas e incrementar producción. Contrato de participación.

Entre los cambios más relevantes al entorno petrolero se incluyen:

Sin distinción entre público y privado:

a) El Ministerio de Energía de Ecuador derogó el reglamento anterior y el nuevo se abstiene de hacer diferencias entre empresas públicas y privadas.

Contratos de participación:

b) Actualización del contrato de participación, que es el tipo de contrato que se aplicará a partir de ahora para nuevas operaciones.

c) El Ministerio de Energía de Ecuador convocará a licitaciones internacionales para la apertura de nuevas áreas para prospección y exploración.

h) Los operadores con contratos de servicios pueden migrar a contratos de participación. Es voluntario, no obligatorio.

Sin embargo, el contrato de participación incluido en la ley está orientado a operaciones totalmente nuevas. Por lo que fue necesaria una reforma legal para aplicar esta modalidad contractual a campos maduros. Esto se aprobó junto con Ley para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal de noviembre 2021 (Art. 139).

Libre importación:

Además de Petroecuador, de acuerdo con lo dispuesto en el Art. 142 de la Ley para el Desarrollo Económico y Sostenibilidad Fiscal de noviembre 2021, cualquier persona natural o jurídica podrá importar o exportar derivados de petróleo.

El 17 de enero de 2021 el gobierno ecuatoriano eliminó el ISD para la importación de combustibles. Antes solo los privados pagaban ISD, mientras que Petroecuador estaba exento.

Aguas abajo:

Aguas abajo, el objetivo es en algunos casos vender, en otros transferir la operación al sector privado.

- i. Petroecuador debe iniciar de inmediato la venta de sus estaciones de servicio.
- ii. Un diagnóstico del estado de todas las refinerías será el punto de inicio para buscar su concesión.
- iii. Un diagnóstico del sistema de transporte de hidrocarburos.

Pese a las buenas intenciones, la mayoría de la oposición de la Asamblea Nacional no le permitió al ex Presidente Lasso gobernar ya que bloqueó los proyectos de ley relacionados con la delegación de obras y servicios a la iniciativa privada, nuevas modalidades de contratación laboral, zonas francas, entre otros. A esto se suma que el gobierno del ex Presidente Lasso eliminó el subsidio a los combustibles en el año 2022, sin embargo, una revuelta social liderada por la Confederación de Nacionalidades Indígenas del Ecuador (“CONAIE”), obligó a que se los vuelva a implementar pero además que condicionó al gobierno a sentarse a negociar en “mesas de diálogo” sobre diversos temas a cambio de levantar esta paralización.

Uno de los condicionamientos fue derogar el Decreto 95 que estableció la Política de Hidrocarburos, a lo cual tuvo que acceder el ex Presidente Lasso.

Adicionalmente a esto, en el referéndum de febrero de 2023, en todas las preguntas del referéndum realizado ganó el No, con lo cual el gobierno se vio aún más debilitado.

Es así que, frente a un panorama de ingobernabilidad, y con un llamado a juicio político de la Asamblea Nacional, el ex Presidente Lasso se acogió al artículo 148 de la Constitución de la República del Ecuador y disolvió la Asamblea Nacional bajo el criterio de grave crisis política, dictamen que conforme al procedimiento establecido en la Constitución, fue sometido a la Corte Constitucional, la cual lo acogió de manera favorable.

De esta manera, el ex Presidente Lasso convocó a nuevas elecciones legislativas y presidenciales para completar el resto del período (esto es hasta el 24 de mayo de 2025), y mientras duró este período de elección de las nuevas autoridades (alrededor de 6 meses), gobernó a través de decretos-leyes de urgencia económica que fueron remitidos a la Corte Constitucional. Sin embargo, la Corte Constitucional negó la mayoría de los proyectos de ley presentados.

Asimismo, se adiciona el revés sufrido por el Gobierno de Lasso al haber obtenido una respuesta negativa en la consulta popular de agosto de 2023 en cuanto a que se continúe explotando el campo ITT ubicado en el Parque Nacional “Yasuni”, con lo cual el Gobierno dejará de percibir alrededor de \$1.200 millones por año.

No obstante, al final de su período Presidencial (28 de noviembre de 2023), se promulgó el Decreto 947 que contiene el Reglamento Codificado de Aplicación de la Ley de Hidrocarburos, en el cual entre lo más destacado se incorporó lo siguiente:

- a) La posibilidad de que el Ministro de Energía y Minas, en nombre y representación del Estado ecuatoriano, emita Acuerdos Ministeriales para la delegación excepcional de los sectores estratégicos prevista en el artículo 316 de la Constitución.
- b) Asignación de Áreas a EP PETROECUADOR a la iniciativa privada a criterio del Ministerio de Energía y Minas y sin necesidad de informe motivado de EP PETROECUADOR.
- c) Toda adjudicación de contratos para áreas o bloques de exploración y explotación de hidrocarburos y sustancias asociadas estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas será realizada mediante procesos de licitación según la normativa que expida el COLH.
- d) Entre las nuevas atribuciones del COLH constan que el COLH delegue al Ministro de Energía y Minas que nombre las comisiones técnicas o de apoyo para análisis de ofertas en licitación, y ahora puede resolver reclamos y peticiones presentadas, excluyendo resolución de recursos administrativos.
- e) Se establece que los tributos establecidos en la Ley “Amazónica” ya deberán constar en los contratos de participación desde la expedición del reglamento.
- f) Durante el periodo de exploración, la contratista podrá declarar la explotación anticipada de los yacimientos de hidrocarburos que considere comerciales, y solicitar al Ministerio de Energía y Minas, la autorización para explotarlos y su temporalidad. Dicha declaración no dará lugar a la terminación del período de explotación, ni al inicio del período de explotación.
- g) Finalmente, estableció que para la Ronda Intracampos II convocada por el Ministerio de Energía y Minas para contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, se respetarán los términos y condiciones previstos en las bases de licitación y modelo de contrato.

Por su parte, en los meses de gestión del Presidente Daniel Noboa, las cuentas fiscales se fortalecieron y el riesgo país bajó debido a medidas y ajustes económicos tomados, no obstante, el sector petrolero sigue siendo el gran pendiente. La producción petrolera cayó 1% en 2023 y este año continúa la caída, pues mientras en enero de 2024 la producción cerró en 490.000 barriles diarios, en febrero ya bajó a 485.700 barriles diarios. Y la situación empeorará, porque en agosto dejará de operar el campo petrolero ITT, que es el de mayor proyección de Ecuador.

c) Descripción de las actividades y negocios de la Compañía

La Compañía es una empresa argentina de energía con más de 100 años de experiencia en la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, y la mayor productora de cemento de la Patagonia Argentina. Es, además, uno de los principales generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Las principales actividades de PCR consisten en la exploración y producción de los yacimientos de petróleo y de gas (*upstream*) en los yacimientos ubicados en la cuenca neuquina en Argentina y en la cuenca oriental en Ecuador. Asimismo, PCR es la productora líder de cemento en la Patagonia Argentina. En el 2016, mediante sus subsidiarias directa e

indirectamente controladas, la Compañía expandió sus negocios a la industria de energía renovable, resultando adjudicataria de tres proyectos de energía renovable en Argentina por 300 MW de potencia bajo las rondas 1.5 y 2.0 del Programa RenovAr. Actualmente, la Sociedad posee seis parques eólicos en operación por 527,4 MW de potencia.

Negocio Upstream

La Compañía posee un atractivo portafolio de yacimientos de petróleo y gas natural con un total de 10 áreas en Argentina (cuenca neuquina) y 4 áreas en Ecuador. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la producción diaria promedio bruta total fue de 21.028 Boe/d (incluyendo la participación de los socios de la Compañía en las respectivas áreas de Argentina) representando un 78% la producción de petróleo y un 22% la producción de gas natural. Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas brutas eran de 27.407 MBoe, comprendiendo 3,6 años de reservas.

El negocio de la Energía Renovable.

PCR ha incursionado en el negocio de las energías renovables a partir del año 2016 mediante la adquisición de importantes proyectos de energía renovable. Actualmente posee un total de 6 parques eólicos en operación con una capacidad total de generación de 527,4 MW en las provincias de Santa Cruz, Buenos Aires y San Luis: (i) 100,8 MW del Parque Eólico del Bicentenario I, (ii) 25,2 MW del Parque Eólico del Bicentenario II, (iii) 203,4 MW del Parque Eólico San Jorge El Mataco, (iv) 36 MW del Parque Eólico Mataco III, (v) 49,5 MW del Parque Eólico Vivoratá y (vi) 112,5 MW del Parque Eólico San Luis Norte. Adicionalmente, la Compañía posee proyectos de parques eólicos por 550 MW, los cuales ya tienen asignada prioridad de despacho por CAMMESA.

El negocio del Cemento

PCR es la productora líder de cemento en la Patagonia Argentina y cuenta con dos plantas de fabricación de cemento, la más antigua, localizada en Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, con una capacidad de molienda de 345.000 toneladas por año y, la más moderna inaugurada en el año 2008, localizada en Pico Truncado provincia de Santa Cruz (la “**Planta de Pico Truncado**”), con una capacidad de molienda de 490.000 toneladas por año. Al 31 de diciembre de 2023, la capacidad productiva combinada de cemento de ambas plantas era de 825.000 toneladas por año. Durante el año 2023, la Compañía ha despachado 467.000 toneladas de cemento.

Fortalezas Competitivas

PCR considera que ostenta las siguientes fortalezas competitivas:

- *Amplia y sólida trayectoria.* La Compañía es una empresa argentina de energía con más de 100 años de experiencia en la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, y la mayor productora de cemento de la Patagonia Argentina. Además, en el marco de la transición energética global, desde el año 2016 la Compañía ha incursionado en el negocio de energías renovables en Argentina, convirtiéndose hoy en día, en uno de los principales generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (energía eólica).
- *Modelo de negocios único y diversificado.* La Compañía tiene un portafolio de negocios diversificados que incluyen la producción de petróleo y gas, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y la producción de cemento. Adicionalmente, la Compañía posee activos de petróleo y gas geográficamente diversificados entre Argentina y Ecuador, permitiéndole, de esta forma, mitigar los riesgos políticos, económicos y geológicos. En los últimos años, la Compañía se ha posicionado como uno de los actores líderes de energía eólica en Argentina contando con 6 parques eólicos en operación con una capacidad instalada de 527 MW de capacidad instalada y 550 MW adicionales de prioridad de despacho asignada para nuevos proyectos.
- *Equipo directivo sólido y experimentado y accionistas altamente comprometidos.* La gerencia de la Compañía tiene una amplia experiencia en las industrias de energía y cemento, que incluyen la evaluación y operación de bloques petroleros maduros, el desarrollo, construcción y operación de parques eólicos y la operación eficiente de dos plantas de cemento. La Compañía cree que la experiencia de su gestión contribuye a su capacidad de operar de manera eficiente sus negocios existentes, a identificar y evaluar oportunidades de crecimiento de alta calidad y a integrar nuevas empresas que se adquieren o desarrollan.

- *La Compañía tiene amplia experiencia en la producción de gas y petróleo.* La Compañía posee derechos para la explotación y exploración de un total de 14 áreas de petróleo y gas en Argentina y Ecuador, de las cuales 11 se encuentran en explotación. Al 31 de diciembre de 2023 ha logrado obtener un promedio diario de producción bruta de petróleo de 14.274 bbl y un promedio diario de producción bruta de gas de 7.084 boe (en todos los casos, incluyendo las participaciones de nuestros socios en las áreas de la provincia de La Pampa). La Compañía ha perforado 85 pozos de petróleo y gas en los últimos 3 años de los cuales sólo 1 resultó improductivo (pozo seco), teniendo como resultado una relación de éxito de casi el 100 %. La Compañía tiene intenciones de mantener dichas actividades de exploración y desarrollo y asimismo aspira a adquirir áreas adicionales cercanas a las áreas ya existentes. Adicionalmente, la Compañía ha logrado mejorar sus costos promedio de extracción de petróleo y gas en las áreas maduras que opera, aprovechando las economías de escala logradas a través del crecimiento de la producción y de la concentración de la producción en áreas lindantes. Nuestros competitivos costos de extracción y el ágil proceso de toma de decisiones nos permiten aprovechar áreas no desarrolladas que no forman parte de la estrategia de las grandes compañías de petróleo y gas.
- *Actor relevante en el sector de generación de energía de fuente renovable en Argentina.* En tan solo 7 años, la Compañía logró posicionarse como uno de los operadores líderes de generación de energía renovable en Argentina, operando actualmente una potencia instalada total de 527,4 MW a través de 6 parques eólicos estratégicamente ubicados en locaciones que presentan un excelente recurso eólico. Dichos parques eólicos han sido equipados con tecnología de vanguardia a nivel mundial, y cuentan con la más alta calidad técnica y un desempeño operativo eficiente. Considerando los logros obtenidos en tan poco tiempo, estamos convencidos que la Compañía cuenta con un equipo altamente profesional con excelente capacidad para identificar oportunidades en el sector energía renovables y luego materializarlas en proyectos de generación de energía.
- *Vasta experiencia en la producción y distribución de cemento.* Durante los últimos 60 años, la Compañía, mediante sus dos plantas de cemento ubicadas en Comodoro Rivadavia y Pico Truncado, ha sido el productor líder de cemento en la Patagonia Argentina, vendiendo sus productos a clientes en el sur de Argentina y Chile. Nuestro cemento, comercializado bajo la marca “Comodoro”, reúne los más altos estándares de calidad, siendo el mismo muy reconocido por nuestros clientes. El cemento que producimos también es utilizado en la cementación de los pozos petroleros, siendo muy resistentes a distintas presiones y temperaturas, propias de las profundidades a las cuales se accede.
- *Solidez financiera y bajo apalancamiento.* La Compañía cree que su sólida posición financiera y su bajo nivel de endeudamiento le permitirán continuar desarrollando sus negocios actuales, así como también sus proyectos de inversión en el sector de energías renovables. Adicionalmente, durante 2023 ha obtenido una mejora en su calificación crediticia pasando de un rating de AA- (arg) a AA (arg) otorgado por la calificadoradora de riesgo Fix Scr. En fecha 28 de junio de 2024, la Emisora obtuvo una calificación de corto plazo de A1+(arg) y una de largo plazo de AA(arg) con perspectiva estable.
- *Flujo de caja predecible.* La Compañía cuenta con una adecuada diversificación geográfica y de negocios, como resultado de sus operaciones en diferentes negocios y países. Los contratos de venta de energía eléctrica (PPAs con CAMMESA y PPAs con offtakers privados de primera línea), están denominados en Dólares de los Estados Unidos de América, representando una buena cobertura contra las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y del gas. Por otra parte, la diversificación de clientes, en todos los segmentos de negocio de la Compañía, aporta mayor previsibilidad y menores riesgos en los ingresos de la Compañía. Con respecto al negocio de energía renovable, la Compañía cuenta con una amplia y creciente cartera de clientes de primera línea que buscan incorporar energía renovable dentro de su proceso productivo con el fin de reducir su huella de carbono

Estrategia

La Compañía tiene la intención de utilizar sus fortalezas competitivas para aumentar su producción y reservas de petróleo y gas, mejorar su posición como el principal productor de cemento en la Patagonia Argentina, mantener su posición consolidada como un jugador clave dentro de la industria de energía renovable e invertir en nuevos proyectos en los negocios de petróleo y gas y energía renovable. Para lograr estos objetivos, la Compañía intentará enfocarse en:

- Expandir la producción mediante un mayor desarrollo de las áreas existentes y/o adquisición de nuevos activos petroleros. La Compañía intentará enfocarse en aumentar la producción y las reservas en sus áreas existentes de petróleo y gas en Argentina y Ecuador. También intentará acelerar el plan de exploración y desarrollo, mediante la perforación de una cantidad significativa de pozos de exploración y producción en nuestras áreas existentes en los próximos años y expandirse a áreas con características geológicas similares a aquellas en las que opera actualmente. Asimismo, podría

aprovechar la oportunidad de adquirir áreas pequeñas y medianas, localizadas dentro de las ubicaciones geográficas en las cuales actualmente opera la Compañía. Por otra parte, PCR también podría considerar participar en joint ventures con operadores experimentados de mayor tamaño, a fin de explorar y explotar áreas convencionales o no convencionales.

- Incrementar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. El objetivo de PCR es continuar identificando y aprovechando las oportunidades que podría ofrecer el sector de energías renovables en Argentina, ya sea mediante la participación en las distintas licitaciones de MATER o bien nuevas rondas del Programa Renovar (en caso de existir). La Compañía cree estar bien posicionada para aprovechar estas oportunidades a partir del sólido equipo gerencial, del continuo compromiso de sus accionistas y del bajo nivel de apalancamiento. Dada la escasez de inversiones en Argentina y la necesidad de realizar cambios en su matriz energética, la Compañía estima que existe un significativo potencial de crecimiento en el negocio de energía renovable, por lo que considera que existen suficientes incentivos para continuar el proceso de expansión en este negocio y tiene la intención de hacerlo identificando y desarrollando proyectos de generación de energía renovable, contando con más de 2 GW medidos a lo largo de todo el país, de los cuales 550 MW ya cuentan con prioridad de despacho asignada.

Descripción del Negocio de la Emisora

La Compañía se dedica al desarrollo de tres actividades principales: (i) la explotación y producción de hidrocarburos (la “**División Petróleo y Gas**”), (ii) la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables (la “**División Energías Renovables**”) y (iii) producción y distribución de cemento y materiales para la construcción (la “**División Cemento**”).

División Petróleo y Gas

Descripción y Áreas de Operación

PCR se ha dedicado, directamente y a través de sus subsidiarias, a la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural en Argentina desde 1921 y en Ecuador desde 1999, contando con un atractivo portfolio de yacimientos de petróleo y gas. En Argentina, todas las actividades de exploración y producción se encuentran focalizadas en la cuenca neuquina en las provincias de La Pampa y Mendoza. En Ecuador, las actividades de exploración y producción están ubicadas en la cuenca Ecuatoriana Oriental (Pindo y Palanda Yuca Sur).

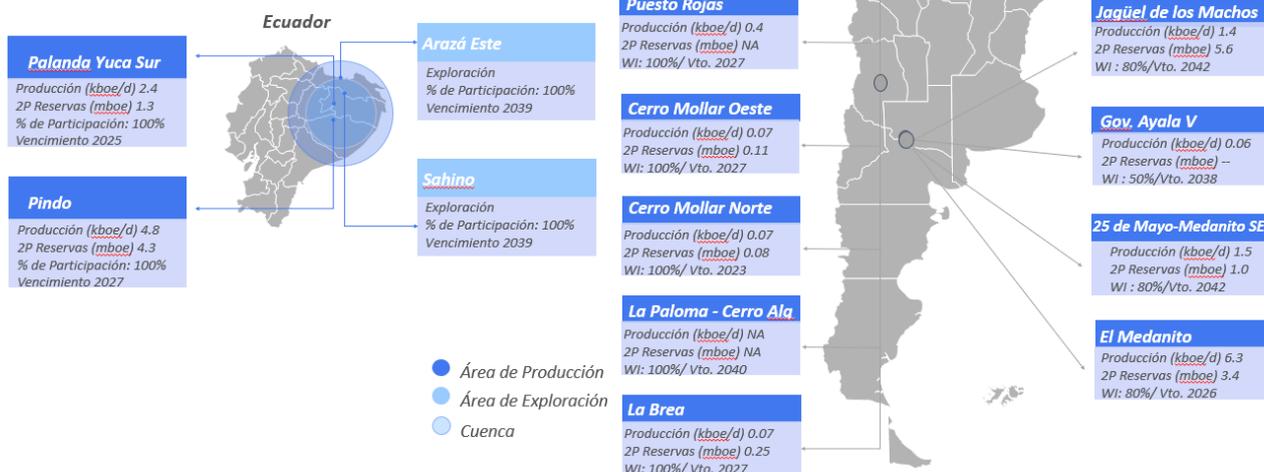
La Compañía posee un atractivo portfolio de yacimientos de petróleo y gas natural en Argentina y Ecuador. Las áreas de la Compañía comprenden aproximadamente 2.506 km². Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la producción diaria promedio neta de petróleo crudo de la Compañía fue de 10.733 Bbl/d, mientras que la producción diaria promedio neta de gas natural fue 7.084 Boe/d.

En Argentina, la Compañía posee una participación directa y opera en diez (10) áreas de petróleo y gas a lo largo de la cuenca neuquina con una superficie total de 2.144 km², cinco de las cuales se ubican en la provincia de La Pampa y cinco en la provincia Mendoza: “El Medanito”, “Gobernador Ayala V”, “Jagüel de los Machos”, “25 de Mayo – Medanito SE” y “El Sosneado”, áreas ubicadas en la localidad de 25 de Mayo de la Provincia de La Pampa y, en Mendoza: (i) “El Sosneado” y (ii) “Cerro Mollar Norte” “Cerro Mollar Oeste”, “La Brea”, “La Paloma – Cerro Alquitrán”, “Puesto Rojas”, adquiridas en el mes de febrero de 2023 (las “**Áreas de Mendoza**”). Para el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2023, la producción diaria promedio bruta de petróleo crudo en Argentina fue de 9.233 Bbl/d, ubicándose en décimo lugar entre los productores de petróleo convencional, mientras que la producción diaria promedio bruta de gas natural fue de 4.711 Boe/d (incluyendo la participación accionaria de los socios de la Compañía en las respectivas áreas en Argentina). Al 31 de diciembre de 2023 las reservas probadas brutas de Argentina eran de 15.854 miles de barriles de petróleo y 5.986 Mboe de gas natural, comprendiendo 3,6 y 3,5 años de reservas, respectivamente.

En Ecuador, la Compañía posee una participación y opera en las áreas de “Pindo”, “Palanda Yuca Sur”, “Sahino” y “Arazá Este”. Las áreas de Ecuador de la Compañía comprenden la totalidad de 362 km². Al 31 de diciembre de 2023 el promedio diario de producción de petróleo crudo fue de 7.084 Bbl/d. y las reservas probadas brutas de Ecuador eran de 5.567 miles de barriles de petróleo, comprendiendo 2,2 años de reservas.

Presencia en América Latina

(valores expresados en participación neta)



Producciones YTD al 31.12.23 y reservas al 31.12.2023

Resumen de los activos de la Compañía en el sector Petróleo y Gas

Cuenca / Área	Provincia	Etapa	Participación PCR	Contrato Modalidad	Operador	Fecha de compra / concesión	Vencimiento	Área (km2)	Tipo	Producción Promedio Bruta (boe/d) 2023				P1+P2 Reservas Brutas 31 de Diciembre 2023 (kboe) (1)			
										Petróleo	Gas	Total Bruto (2)	% Interés (2)	Petróleo	Gas	Total Bruto	% Interés (2)
Argentina – Cuenca Neuquína									2,143,8	9,233	4,711	13,944	10,717	16,911	6,137	23,048	17,595
El Medaño	La Pampa	Producción	80%	U.T.E.	PCR	jun-92	jun-26	834	Oil & Gas	5,016	2,829	7,845	6,276	2,700	1,492	4,193	3,354
Jagüel de los Machos	La Pampa	Producción	80%	U.T.E.	PCR	oct-17	jul-42	107,4	Oil & Gas	884	862	1,746	1,397	4,997	1,575	6,572	5,258
25 de Mayo - Medaño SE	La Pampa	Producción	80% / 5%	U.T.E.	PCR	oct-17	jul-42	177	Oil & Gas	1,729	951	2,680	1,429	5,944	2,518	8,463	5,124
El Sosneado	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	sep-90	sep-35	319	Oil	950	-	950	950	2,890	385	3,275	3,275
Gobernador Ayala V	La Pampa	Producción	50%	U.T.E.	PCR	nov-13	nov-38	253	Oil & Gas	46	69	116	58	15	89	103	52
Puesto Rojas	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	feb-23	ene-27	190,01	Oil & Gas	401	-	401	401	-	-	-	-
Cerro Mollar Oeste (3)	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	feb-23	jul-27	108,93	Oil	70	-	70	70	103	10	113	113
Cerro Mollar Norte (3)	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	feb-23	jul-27	4,8	Oil	68	-	68	68	73	11	84	84
La Paloma – Cerro Alquitrán	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	feb-23	dic-40	5,64	Oil	-	-	-	-	-	-	-	-
La Brea	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	feb-23	nov-27	144,01	Oil	69	-	69	69	189	56	245	245
Ecuador – Cuenta Oriental									362	7,084	-	7,084	7,084	5,567	-	5,567	5,567
Pindo	Orellana	Producción	100%	Contrato de Servicio	PCR	jul-99	dic-27	68	Oil	4,740	-	4,740	4,740	4,309	-	4,309	4,309
Palanda Yuca Sur	Orellana	Producción	100%	Contrato de Servicio	PCR	jul-99	dic-25	140	Oil	2,344	-	2,344	2,344	1,258	-	1,258	1,258
Sahino (4)	Sucumbios	Exploración	100%	Contrato de Servicio	PCR	may-19	dic-39	99	Oil	-	-	-	-	-	-	-	-
Arazá Este (4)	Orellana	Exploración	100%	Contrato de Servicio	PCR	may-19	dic-39	55	Oil	-	-	-	-	-	-	-	-
Total PCR								2,506		16,317	4,711	21,028	17,801	22,478	6,137	28,615	23,072

- (1) Promedio de producción bruta diaria de cada área incluyendo las participaciones de los socios de la Compañía.
- (2) El promedio de producción neta diaria conforme a la participación de la Compañía en cada área.
- (3) Volúmenes comercialmente recuperables de las áreas.
- (4) No hay producciones en los yacimientos Sahino y Arazá Este, por encontrarse en fase de exploración.

Áreas de Argentina

El Medaño

Se encuentra ubicada en la provincia de La Pampa, a 30 Km de la localidad de Colonia 25 de Mayo, y posee una superficie

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

de 834 Km². Se trata de un yacimiento de propiedad de la provincia de La Pampa, respecto del cual PCR ha sido contratada para su explotación hasta el año 2026, en virtud del Contrato para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos en “El Medanito” suscripto con la provincia de La Pampa (el “**Contrato con la Provincia de La Pampa**”).

Asimismo, desde junio de 2016, PCR explota el yacimiento “El Medanito” juntamente con la empresa provincial Pampetrol, a través de una UTE en la cual PCR tiene el 80% de participación y Pampetrol el 20%. PCR continúa siendo el operador del referido yacimiento.

Perfil Geológico

El Medanito tiene cuatro reservorios principales: (i) Centenario es un reservorio continental de arenisca, con una trampa estratigráfica-estructural, de la cual se extrae gas natural; (ii) Loma Montosa es un reservorio de piedra caliza dolomítica con una trampa combinada estratigráfica-estructural, de la cual se extrae tanto petróleo como gas natural; (iii) Sierras Blancas es un reservorio de conglomerados y areniscas con una trampa estratigráfica de la cual se extrae petróleo; y (iv) Precuyano es un reservorio de rocas volcánicas y volcanoclásticas, con una trampa estructural-estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. La densidad del hidrocarburo de El Medanito es de 28° a 32° grados API, y el promedio de profundidad de los pozos en esta área alcanza los 1.350 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en El Medanito varía entre 8 a 10 días.

Contrato de Locación de Obras y Servicios

El Contrato con la Provincia de la Pampa (“**La Pampa**”), vigente desde junio de 1992, establece la obligación de PCR de realizar los trabajos tendientes a la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos en el área objeto de concesión, asumiendo la Compañía todos los riesgos inherentes a la explotación, debiendo proveer a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias, mano de obra y demás inversiones que fueran necesarias. El Contrato con la Provincia de La Pampa no prevé causales de rescisión automática. En aquellos supuestos en que la Compañía sea imputada por haber incurrido en un incumplimiento contractual, la provincia de La Pampa deberá notificar fehacientemente a la Compañía dicha circunstancia, teniendo PCR un plazo de 30 días para subsanar el incumplimiento; excepto en el supuesto en que la Compañía cediera total o parcialmente el Contrato con la Provincia de La Pampa sin el consentimiento previo de La Pampa, en cuyo caso, este contrato podrá ser rescindido de pleno derecho por dicha provincia, mediante notificación fehaciente a PCR.

A partir del año 2002 y como consecuencia de la crisis económica ocurrida a fines del año 2001, diversas normas legales modificaron las condiciones de comercialización de los hidrocarburos producidos en el país. PCR ha reclamado a la provincia de La Pampa una adecuación del Contrato con la Provincia de La Pampa que los vincula, atento a que el mismo establece que el cálculo del pago de la participación en la producción que pertenece a la provincia de la Pampa (27% de la producción de petróleo y gas) se basa en una canasta de precios internacionales del crudo, precios que en el mercado local son reducidos, entre otros motivos, en virtud del impacto que tienen sobre los mismos las retenciones a las exportaciones implementadas por el Gobierno Nacional a partir del año 2004, las cuales fueron significativamente incrementadas mediante el sistema de retenciones móviles dispuestas mediante la emisión de la Resolución N° 394/07 – actualmente derogada- del 15 de noviembre de 2007 (Ver “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas – Impuestos sobre los Hidrocarburos*”). En este escenario, el precio utilizado para calcular los montos que PCR estaba obligada a pagar bajo el Contrato con la Provincia de La Pampa era significativamente mayor que el precio que obtenía de sus clientes en el mercado doméstico por efecto de las retenciones. A julio de 2008, este método de cálculo en la práctica había incrementado la participación de la provincia que terminaba, en los hechos, percibiendo más del 60% de los ingresos de PCR (en lugar del 27% pactado en el Contrato con la Provincia de La Pampa cuando no existían retenciones). Desde el año 2005, la Compañía ha pagado este precio incremental bajo protesta, y en noviembre de 2007, PCR presentó varios recursos administrativos y acciones judiciales contra la provincia a los fines de volver a los términos económicos originales del Contrato con la Provincia de La Pampa y por el reembolso de las sumas adicionales pagadas bajo protesta.

Con motivo del reclamo mencionado en el párrafo anterior, el 2 de septiembre de 2008, PCR y la provincia de La Pampa arribaron a un acuerdo, mediante la suscripción de un acta acuerdo (el “**Acta Acuerdo La Pampa**”) que dispone lo siguiente:

- (1) Se modifica el Contrato con la Provincia de La Pampa original únicamente en relación con los hidrocarburos líquidos y con una vigencia retroactiva a partir del 1 de abril de 2008. A tal efecto, se acordó una fórmula para

calcular la retribución de PCR, como contratista bajo el Contrato con la Provincia de La Pampa, mediante la cual PCR tiene derecho a percibir por los volúmenes de hidrocarburos líquidos extraídos del área: (i) un 73% de la producción neta cuando el precio de venta promedio ponderado de las ventas de la Sociedad del mes en Dólares de los Estados Unidos de América por barril (“PVPP”) sea igual o menor a U\$S25/barril, (ii) cuando el PVPP fuere mayor a 25 U\$S/barril y menor o igual a 100 U\$S/barril, PCR recibirá un 60% sobre el excedente de 25 U\$S/barril y hasta 100 U\$S/barril; y (iii) cuando el PVPP fuera mayor a 100U\$S/barril, la retribución de PCR sobre el excedente de 100 U\$S/barril será del 40%. La producción restante pertenecerá a la provincia de La Pampa, pudiendo optar por comercializarla en forma directa o entregársela a PCR para su comercialización, en cuyo caso, dicha producción pasará a ser de libre disponibilidad para PCR quien abonará a la provincia en forma mensual los importes que resulten de aplicar el PVPP a los porcentajes de producción que corresponden a dicha provincia en virtud de los criterios antes referidos.

- (2) En contraprestación por la modificación de la ecuación económica mencionada en el punto anterior, PCR desistió de sus acciones y derechos en todos los procesos judiciales que a la fecha del acuerdo mantenía contra esta provincia como parte actora, y se allanó en todas las acciones judiciales que mantenía con la provincia como parte demandada, afrontando las partes, en ambos casos, el pago de las costas y costos devengados en el orden en que los mismos fueron causados. Por último, PCR renunció y desistió de cualquier reclamo y/o recurso administrativo y/o judicial motivado por la forma de pago o la aplicación de la ecuación económica del Contrato con la Provincia de La Pampa que se modificara por el Acta Acuerdo La Pampa.

Mediante Ley N° 2.437 sancionada el 18 de septiembre de 2008 y promulgada mediante Decreto N° 2616/08, la Legislatura de la provincia de La Pampa refrendó el Acta Acuerdo La Pampa, por lo que se cumplieron las condiciones para su entrada en vigor con efecto retroactivo al 1º de abril de 2008.

Asimismo, el 6 de febrero de 2015, PCR suscribió con el poder ejecutivo de la provincia de La Pampa un acuerdo de renegociación mediante el cual se otorgó a PCR una prórroga de diez (10) años al Contrato con la Provincia de La Pampa manteniendo los principales términos comerciales vigentes. Previamente, el 5 de febrero de 2015, el Contrato había sido aprobado por la Legislatura de la provincia de La Pampa mediante la Ley Provincial N° 2.830, de conformidad a las normas legales nacionales y provinciales aplicables. Inicialmente, el Contrato fue suscripto con la provincia de La Pampa el 19 de junio de 1992, y su vencimiento original se preveía para el 18 de junio de 2016. Como consecuencia de la prórroga otorgada a PCR, el vencimiento del Contrato con la Provincia de La Pampa operará el 18 de junio de 2026.

El Contrato con la Provincia de La Pampa, adicionalmente a la prórroga del plazo, establece ciertas obligaciones a cargo de la Sociedad. Entre ellas, cabe mencionar como la más relevante, la obligación de transferir a Pampetrol, al vencimiento del plazo original del Contrato, el 20% de los derechos y obligaciones de PCR bajo el Contrato con la Provincia de La Pampa. Adicionalmente, PCR asumió el compromiso de realizar un plan de desarrollo e inversión en El Medanito por la suma de, al menos, U\$S216.250.000 durante el nuevo plazo de vigencia del Contrato con la Provincia de La Pampa y según un detalle de inversiones para cada año. Asimismo, PCR asumió ciertas obligaciones generales, entre ellas, la de realizar aportes para la capacitación, investigación y desarrollo de la industria en la provincia de La Pampa, aportes en movilidad, equipos y otros elementos, así como la obligación de efectuar contribuciones de responsabilidad social empresaria.

De esta forma, el 16 de junio de 2016, PCR suscribió la escritura de cesión mencionada a favor Pampetrol, con vigencia a partir del 19 de junio de 2016, fecha a partir de la cual ambas sociedades han quedado explorando y explotando hidrocarburos en el área El Medanito bajo la UTE.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento El Medanito correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Argentina, La Pampa	31 de diciembre de		
El Medaniño	2023	2022	2021
Participación PCR	80%	80%	80%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	326	312	296
Perforaciones	13	26	14
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	7.845	8.024	6.737
Crudo	5.016	5.126	4.169
Gas	2.829	2.898	2.567

Nota: los datos de producción bruta diaria consideran la producción bruta total del año dividido por 365 para los años completos. Incluyen la participación del 20% de Pampetrol.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, Gaffney, Cline & Associates (“GCA”), firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área El Medaniño hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	1.492	2.700	1.194	2.160	1.045	1.408
Desarrolladas	1.492	2.700	1.194	2.160	1.045	1.408
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
Probables	-	-	-	-	-	-
Posibles	-	-	-	-	-	-

- (1) Producción total del campo.
- (2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.
- (3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

Inversiones

Mediante el contrato de renegociación ejecutado en 2015, las inversiones totales comprometidas para los 10 años de extensión del contrato ascienden a U\$S 216,2 millones, habiéndose cumplido al 31 de diciembre de 2023 con la totalidad del compromiso asumido para esta área. En el año 2023, se ejecutaron inversiones por un total de U\$S 26,6 millones.

25 de Mayo – Medaniño SE

El área se encuentra ubicada en la provincia de La Pampa, al oeste de El Medaniño, y posee una superficie de 177 Km². 25 de Mayo-Medaniño SE es un bloque de propiedad de la provincia de La Pampa y otorgado en concesión a Pampetrol el 19 de julio de 2017. Desde el 29 de octubre de 2017, la Compañía opera esta área a través de un contrato UT con Pampetrol, siendo PCR titular de una participación del 80% y Pampetrol del restante 20%.

Perfil Geológico

25 de Mayo – Medaniño SE tiene tres (3) yacimientos principales: (i) Loma Montosa es un reservorio de piedra caliza dolomítica con una trampa combinada estratigráfica-estructural, de cual se extrae tanto petróleo como gas natural; (ii) Sierras Blancas es un reservorio de conglomerados y areniscas con una trampa estratigráfica de la cual se extrae petróleo; (iii) Precuyano es un reservorio de rocas volcánicas y volcánicas, con una trampa estructural-estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. 25 de Mayo – Medaniño SE tiene producción por una inundación en la reserva de Loma Montosa implementada a un nivel de campo. La densidad del hidrocarburo de 25 de Mayo – Medaniño SE es de 32 grados API, y el

promedio de profundidad de los pozos en esta área alcanza los 1.380 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en 25 de Mayo – Medanito SE varía entre 8 a 10 días.

Co-concesión y UTE

Mediante la Ley provincial N° 3.002 de fecha 7 de julio de 2017, dictada por la provincia de La Pampa, se le concedió a Pampetrol la concesión para la explotación del área 25 de Mayo-Medanito SE. En julio de 2017, el contrato de concesión fue ejecutado entre la provincia de la Pampa y Pampetrol. La concesión se otorgó por un plazo de 25 años a partir del 19 de julio de 2017; dicho plazo podría ser extendido por diez años más.

El 26 de octubre de 2017, la Compañía suscribió un contrato de cesión y un contrato UT con Pampetrol para ser co-concesionarios de concesión de explotación con relación al área de 25 de Mayo-Medanito SE. Ello así, desde el 29 de octubre de 2017, PCR es co-concesionarios de la concesión de exploración y operadora del área 25 de Mayo-Medanito SE donde Pampetrol posee el 20% de la participación y PCR posee el restante 80% de la participación en el respectivo contrato de UT.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento 25 de Mayo – Medanito Sudeste correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Argentina, La Pampa	31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
25 de mayo – Medanito SE			
Participación PCR	80%	80%	80%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	347	343	334
Perforaciones	-	-	-
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)			
Crudo	1.729	1.928	1.877
Gas	951	1.051	975

Nota: los datos de producción bruta diaria consideran la producción bruta total del año dividido por 365 para los años completos. Incluyen la participación del 20% de Pampetrol.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área 25 de Mayo – Medanito SE hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	1.881	4.394	276	3.515	36	2.812
Desarrolladas	1.881	4.394	276	3.515	36	2.812
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
Probables	637	1.551	93	1.241	12	992
Posibles	337	1.052	49	841	6	673

(1) Producción total del campo.

(2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.

(3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

En el área de 25 de Mayo-Medanito SE, la Compañía es titular del 80% de la producción de petróleo. En el caso de la producción de gas, según la última campaña de medición realizada, al 31 de diciembre de 2023, la empresa Medanito S.A. era titular de aproximadamente el 97,41% mediante un contrato de procesamiento de gas previo a la adquisición de esta área. El restante 2,59% se divide entre la Compañía (2,07%) y Pampetrol (0,52%). En consecuencia, al 31 de diciembre de 2023, la Compañía era titular del 2,07% (80%*2,59%) de producción de gas natural en el área de 25 de Mayo-Medanito SE.

Inversiones

La Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión en firme por aproximadamente U\$S 29,5 millones. Al 31 de diciembre de 2023, se han ejecutado inversiones por un total de U\$S 21,2 millones. El plan de inversiones para 2024 se estima en U\$S 5 millones que incluye: (i) reparación de pozos, (ii) inversiones en facilidades de petróleo y (iii) inversiones en abandono de pozos.

Jagüel de los Machos

Se encuentra ubicado en la provincia de La Pampa, a 45 Km de la localidad de Colonia 25 de Mayo, y posee una superficie de 107,4 Km². Es un yacimiento de propiedad de la provincia de La Pampa, el cual ha sido otorgado en concesión a Pampetrol el 19 de julio de 2017. En 2015, PCR celebró un contrato de locación de servicios con Pampetrol para explotar el yacimiento durante un año (el cual fue prorrogado en dos ocasiones hasta el 28 de octubre de 2017). Desde el 29 de octubre de 2017, PCR se constituyó como co-concesionaria y operadora del área en cuestión, detentando una participación del 80%.

Perfil Geológico

Jagüel de los Machos tiene tres reservorios principales: (i) Loma Montosa es un reservorio de piedra caliza dolomítica con una trampa combinada estratigráfica-estructural, del cual se extrae tanto petróleo como gas natural; (ii) Sierras Blancas es un reservorio de conglomerados y areniscas con una trampa estratigráfica del cual se extrae petróleo; y (iii) Precuyano es un reservorio de rocas volcánicas y volcanoclásticas, con una trampa estructural-estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. La densidad del hidrocarburo de Jagüel de los Machos es de 33,4 grados API, y el promedio de profundidad de los pozos en esta área alcanza los 1.350 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en Jagüel de los Machos varía entre 8 a 10 días.

Co-concesión y UTE del 29 de octubre de 2017

Mediante la Ley provincial N° 3.003 de fecha 7 de julio de 2017, dictada por la provincia de La Pampa, se le concedió a Pampetrol la concesión para la explotación de Jagüel de los Machos. En julio de 2017, el contrato de concesión fue celebrado entre la provincia de La Pampa y Pampetrol. La concesión se otorgó por un plazo de 25 años a partir del 19 de julio de 2017, dicho plazo podría ser extendido por diez años más.

En agosto de 2017, Pampetrol lanzó la Oferta Pública N° 1/17 invitando a otras compañías a asociarse con ésta para la llevar adelante la exploración, explotación, desarrollo, transporte y comercialización de hidrocarburos de la concesión mencionada a través de co-concesiones. El 2 de octubre de 2017, Pampetrol aceptó la oferta que fuera presentada por la Compañía en el marco del concurso público N° 1/17 para transformarse en co-concesionarios de la concesión de explotación con relación al área Jagüel de los Machos. La respectiva concesión y los contratos de UT con Pampetrol fueron suscriptos el 10 de octubre de 2017.

En consecuencia, el 29 de octubre de 2017 la Compañía comenzó a ser co-concesionaria de la concesión de la explotación y operadora del área Jagüel de Los Machos, donde Pampetrol es titular del 20% del interés y la Compañía es titular del 80% de interés restante en la respectiva UT.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento Jagüel de los Machos correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Argentina, La Pampa	31 de diciembre de		
Jagüel de los Machos	2023	2022	2021
Participación PCR	80%	80%	80%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	79	74	68
Perforaciones	56	6	6
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	1.746	2.025	1.628
Crudo	884	1.044	773
Gas	862	981	855

Incluyen la participación del 20% de Pampetrol.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área Jagüel de los Machos hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	1.104	2.732	883	2.186	772	1.749
Desarrolladas	645	957	516	765	450	612
No Desarrolladas	460	1.776	368	1.421	321	1.136
Probables	471	2.264	377	1.811	329	1.449
Posibles	564	1.616	451	1.293	394	1.034

- (1) Producción total del campo.
- (2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.
- (3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

Inversiones

La Compañía se comprometió originalmente a ejecutar un plan de inversión y desarrollo en esta área por aproximadamente U\$S 60 millones. La Compañía, luego de un plan de readecuación de inversiones en función de estudios de factibilidad realizados, se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión por aproximadamente U\$S 40,3 millones. El plan de trabajo actualizado de la UTE, aprobado por las autoridades provinciales en septiembre de 2021, incluye: (i) la perforación de 25 pozos de desarrollo y 2 de avanzada, (ii) reparación de 20 pozos y (iii) estudio de reactivación de pozos o abandono de 25 pozos. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía ha ejecutado inversiones por un total de U\$S 43 millones. El plan de inversiones para 2024 se estima en U\$S 12,1 millones que incluye la perforación de 6 pozos nuevos y el abandono y reactivación de 5 pozos.

El Sosneado

El Sosneado posee una superficie de 319 Km² y se encuentra ubicada a 60 Km al norte de la ciudad de Malargüe, en la provincia de Mendoza. Las instalaciones de la Compañía en esta área incluyen cuatro baterías, una planta de tratamiento

de petróleo crudo con almacenamiento para 35.800 barriles de petróleo y un sistema de bombeo de alta presión. El área se divide en tres bloques principales Occidental, Norte y Oriental.

Perfil Geológico

El Sosneado tiene cuatro reservorios principales: (i) Loncoche es un reservorio de arenisca, con una trampa estratigráfica, de la cual se extrae petróleo; (ii) Pircala es un reservorio de arenisca, con una trampa estratigráfica, de la cual se extrae petróleo; (iii) Grupo Neuquén es un reservorio de conglomerados y areniscas con una trampa estratigráfica-estructural de la cual se extrae petróleo y (iv) Huitrín es un reservorio de piedra caliza, con una trampa estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. La densidad del hidrocarburo de El Sosneado varía entre 20 y 26 grados API, y el promedio de profundidad de los pozos en esta área varía entre los 1.500 y 1800 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en El Sosneado es de aproximadamente 12 días.

Contrato de Concesión

Esta área fue adjudicada a PCR en el año 1990 en el marco de la Ley de Hidrocarburos por un plazo de 25 años, posteriormente extendido por un plazo adicional de diez años. En tal carácter, PCR tiene el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos existentes en dicha área y a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, transporte y en general todas las obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Las obligaciones como concesionario consisten en efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos. La Compañía debe abonar mensualmente a la provincia de Mendoza una regalía fija por la producción de la Compañía en El Sosneado del 12% calculada en base al valor boca de pozo más una regalía variable calculada mediante la aplicación de una fórmula en función del precio de venta en boca de pozo del petróleo, la cual representa actualmente un 4,5% aproximadamente por sobre la regalía fija del 12% (esto último según se acordó en la última prórroga de la concesión – Decreto N° 950).

El Sosneado fue originalmente parte de las denominadas áreas de interés secundario, es decir, aquellas áreas con producción de hasta 1.257,96 Bbl/d (200 m3) y que fueran adjudicadas como concesiones por la Ley de Hidrocarburos, por plazos de 25 años, prorrogables en forma discrecional por un plazo adicional de 10 años.

Conforme a la redacción original de la Ley de Hidrocarburos, el Estado Nacional era el titular del dominio sobre los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de Argentina y en su plataforma continental. A partir de la promulgación de la Ley de Federalización de Los Hidrocarburos, la cual tuvo lugar el 3 de enero de 2007, las provincias asumieron en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se encuentren en sus respectivos territorios, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado Nacional en uso de sus facultades.

En consecuencia, la provincia de Mendoza asumió, a partir de la promulgación de la Ley de Federalización de Los Hidrocarburos, en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre el área El Sosneado. Para una descripción más detallada de las disposiciones de la Ley de Federalización de Los Hidrocarburos, ver la sección “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas – Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina – Características Generales*”.

En el mes de noviembre de 2011, mediante el Decreto N° 3165, la provincia de Mendoza aprobó el acta acuerdo (“**Acta Acuerdo Mendoza**”) suscripta entre PCR y la provincia a efectos de extender por 10 años el plazo original de la Concesión de El Sosneado, a partir del vencimiento de su plazo original en el mes de septiembre de 2015.

Mediante la suscripción del Acta Acuerdo Mendoza, PCR asumió los siguientes compromisos:

- realizar en 18 cuotas un pago inicial por un monto total de U\$S1.445.000;
- pagar a la provincia un “canon extraordinario de producción” equivalente al 4% de la producción del área incluida en el Acta Acuerdo Mendoza. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria por disminución de los derechos de exportación o incrementos

del precio promedio mensual de petróleo crudo y/o gas natural, de acuerdo con un mecanismo y valores de referencia establecidos en el Acta Acuerdo Mendoza;

- ejecutar un plan de trabajo que se compondrá de gastos operativos e inversiones por un monto total de U\$S56.420.000 hasta el vencimiento del período extendido de la concesión, de acuerdo con lo previsto en el Acta Acuerdo Mendoza;
- realizar dentro del ámbito de la provincia de Mendoza una donación de U\$S173.400 en concepto de “responsabilidad social empresarial”;
- abonar anualmente en carácter de donación el equivalente al 0,3% del monto pagado como “canon extraordinario de producción” para ser destinado a un fondo para el fortalecimiento institucional, destinado a la compra de equipamiento, capacitación, entrenamiento e incentivo del personal, logística y gastos operativos de diversos organismos de la provincia de Mendoza designados en el Acta Acuerdo Mendoza.

Conforme se desprende de nota de la Sociedad dirigida a la CNV, BYMA y MAE de fecha 10 de junio de 2022 cargada en la AIF bajo ID 2906393, el Gobernador de la Provincia de Mendoza emitió el Decreto N° 950 que extiende el plazo de la Concesión de Explotación del área petrolífera “CNQ-1 El Sosneado”, por el término adicional de 10 años a partir del vencimiento del plazo de la primera prórroga, que opera el 6 de septiembre de 2025. Las condiciones de la prórroga contemplan, entre otros compromisos: (i) inversiones en firme por un total de U\$S 18.950.000 que incluyen perforaciones y reparaciones de pozos (incluyendo la perforación de un pozo exploratorio) a ser realizadas por PCR durante los años 2022, 2023 y 2024, así como inversiones en medioambiente y facilidades hasta el año 2035; (ii) inversiones contingentes -sujeto a que se cumplan ciertas condiciones antes del 31/12/2025- de pozos de desarrollo y exploratorio por un total de U\$S 6.500.000; y (iii) un Programa de Abandono de Pozos. Asimismo, la prórroga contempla el pago por parte de PCR de un bono de prórroga; un aporte al fortalecimiento institucional y una regalía fija del 12% del valor boca de pozo de los hidrocarburos que extraiga y una regalía variable mediante la aplicación de una fórmula en función del precio de venta en boca de pozo del petróleo. Las condiciones dispuestas en el Decreto N° 950 comenzaron a regir a partir del 1 de julio de 2022 y hasta la finalización de la concesión conforme fuera prorrogada, es decir, hasta el 6 de septiembre de 2035.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento El Sosneado correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Argentina, Mendoza	31 de diciembre de		
El Sosneado	2023	2022	2021
Participación PCR	100%	100%	100%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	81	79	75
Perforaciones	2	5	-
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	950	978	1.113
Crudo	950	978	1.113
Gas	-	-	-

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área El Sosneado hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	192	1.445	192	1.445	-	1.211
Desarrolladas	192	1.427	192	1.427	-	1.196
No Desarrolladas	-	18	-	18	-	15
Probables	42	388	42	388	-	325
Posibles	-	-	-	-	-	-

(1) Producción total del campo.

(2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.

(3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

En el área del Sosneado no se comercializa gas y se utiliza únicamente para el consumo de PCR.

Inversiones comprometidas

Hasta 2025: (i) perforación de 10 pozos, (ii) abandono de 37 pozos, (iii) reparación de 12 pozos, (iv) perforación de 5 pozos inyectores de agua, y (v) reprocesamiento de sísmica. Todas las inversiones mencionadas ascendían aproximadamente a la suma de U\$S 19 millones.

La Compañía presentó una nueva solicitud de prórroga del contrato por 10 años adicionales, contados desde septiembre del 2025, la cual fue aprobada el 8 de junio del 2022, entrando en vigencia el 1 de julio de ese año. En dicha solicitud, se comprometió un plan de inversiones en exploración y desarrollo por U\$S 18,9 millones, según el siguiente detalle: (i) Perforación de 6 pozos de desarrollo, (ii) reparación de 12 pozos, (iii) inversiones en medioambiente e instalaciones, (iv) perforación de 1 pozo exploratorio. Además, se comprometió un plan de inversiones contingente por un monto máximo de U\$S 6,5 millones, compuesto por inversiones adicionales en exploración y desarrollo con cláusulas especiales que regularán su vigencia y ejecución. Durante el año 2023 la Compañía realizó inversiones por una suma total de U\$S 5,6 millones, perforando dos pozos, uno exploratorio y otro de desarrollo que se terminarían de completar durante el 2024; totalizando U\$S 24,1 millones las inversiones correspondientes a la nueva prórroga.

Gobernador Ayala V

Esta área de explotación se encuentra ubicada en las cercanías de la localidad de Colonia 25 de Mayo, departamento de Puelén, provincia de La Pampa. Cuenta con una superficie total aproximada de 253 Km² y posee 4 reservorios principales: Formación Centenario, Formación Loma Montosa, Formación Sierras Blancas y Grupo Precuyano.

Perfil Geológico

Gobernador Ayala V, es un campo gasífero, que tiene solo un reservorio productivo denominado Formación Sierras Blancas, conformado por conglomerados y areniscas en una trampa estructural, de la cual se ensayó gas. Es de destacar el potencial exploratorio del bloque en otras formaciones en campos aledaños al bloque, como son la Formación Centenario, un reservorio continental de arenisca, con trampas estratigráficas-estructurales, Fm Loma Montosa, un reservorio de piedra caliza dolomítica con trampas combinadas estratigráficas-estructurales y Formación Precuyo, un reservorio de rocas volcánicas y volcanoclásticas, con trampas estructurales-estratigráficas. El promedio de profundidad de los pozos en esta área alcanza los 1.250 metros. La profundidad media del horizonte productivo es de 830 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en esta área varía entre 7 a 9 días.

Convenio de Exploración, Contrato de UTE y desarrollo del área

Con fecha 8 de junio de 2012, PCR suscribió dos convenios de exploración con Pampetrol y dos contratos de UTE denominada “Pampetrol SAPEM-Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Unión Transitoria de Empresas”, para la exploración, explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en las nuevas áreas situadas en la provincia de La Pampa. PCR había resultado adjudicataria de estas áreas en el marco de los Concursos Públicos N° 01/12 y 02/12. Conforme los convenios de exploración, PCR asumió la obligación de perforar un pozo de exploración en el área Gobernador Ayala V, cuatro pozos de exploración en el área Gobernador Ayala VI, un pozo de exploración en el área Salina Grande VIII y un pozo de exploración en el área Salina Grande X, además de otras inversiones menores. Los trabajos mencionados debían completarse en el plazo de nueve (9) meses contados a partir de la firma de los convenios de exploración. PCR solicitó una prórroga por 120 días adicionales al vencimiento del convenio, la cual fue otorgada por Pampetrol con fecha 23 de abril de 2013.

PCR realizó todas las inversiones comprometidas en los convenios de exploración aludidos más arriba, habiéndose descubierto hidrocarburo gaseoso en el pozo Terrazas Sur x-1001, lo cual habilitó el otorgamiento a Pampetrol de la concesión de explotación sobre el área “Gobernador Ayala V” para realizar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos bajo el régimen previsto en el contrato de concesión celebrado con la provincia de La Pampa (Decreto N° 242/07) y concordante de la Ley N° 2.225, Ley N° 2.318 y de la Ley de Federalización de Los Hidrocarburos y demás normas complementarias y reglamentarias. El plazo de vigencia de la concesión es de 25 años. Asimismo, la Dirección General de Superintendencia de Personas Jurídicas y Registro Público de Comercio de la provincia de La Pampa inscribió el contrato de UTE celebrado el 8 de junio de 2012 entre “Pampetrol SAPEM – Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (Concurso N° 02/12)- Unión Transitoria de Empresas”, la cual se encuentra vigente desde el día 1 de diciembre de 2013. Con respecto a las demás áreas (Gobernador Ayala VI y Salinas Grandes VIII y X) las mismas fueron revertidas por falta de hallazgos de hidrocarburos.

El área Gobernador Ayala V comenzó a producir el 6 de marzo de 2019. A la fecha de este Prospecto, la Compañía cuenta con 1 pozo productivo de gas y 2 pozos productivos de petróleo, una planta de tratamiento de gas para acondicionar el gas producido en el área y un gasoducto de 34km que transporta el gas desde el área Gobernador Ayala V hasta el área El Medanito, para su posterior inyección al gasoducto troncal de TGS y otras ventas locales en esa zona.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento Gobernador Ayala V correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Argentina, La Pampa	31 de diciembre de		
Gobernador Ayala V	2023	2022	2021
Participación PCR	50%	50%	50%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	4	2	2
Perforaciones	1	1	1
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	116	176	313
Crudo	46	2	2
Gas	69	174	311

Incluye la participación del 50% de Pampetrol.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área Gobernador Ayala V hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	89	15	44	7	33	6
Desarrolladas	89	15	44	7	33	6
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
Probables	-	-	-	-	-	-
Posibles	-	-	-	-	-	-

- (1) Producción total del campo.
- (2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.
- (3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

Inversiones

En el área Gobernador Ayala V, la Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión por aproximadamente U\$S 17 millones. Al 31 de diciembre de 2023 se han ejecutado inversiones por un total de U\$S 12,5 millones, de los cuales U\$S 8 millones corresponden a la construcción de una planta de tratamiento de gas natural y un gasoducto.

Los socios de la UTE han decidido reemplazar la propuesta de perforación de un pozo gasífero por un pozo cuyo objetivo sea la producción de petróleo. En 2023 se perforó un pozo petrolero y para 2024, se prevén inversiones por un total de U\$S 1,3 millones correspondientes a la perforación de otro pozo petrolero.

Áreas de Mendoza (Mendoza - Argentina)

Conforme se detalla en nota de la Sociedad dirigida a la CNV, BYMA y MAE de fecha 16 de febrero de 2023 cargada en la AIF bajo ID 3006253, el 15 de febrero de 2023, PCR celebró un acuerdo de cesión de participación de áreas y otros activos pertenecientes a Phoenix Global Resources, a través de sus sociedades en Argentina. Mediante dicha transacción, PCR adquirió -con fecha económica retroactiva al 1 de febrero de 2023- el 100% de participación en las áreas hidrocarburíferas "Cerro Mollar Norte" "Cerro Mollar Oeste", "La Brea", "La Paloma – Cerro Alquitrán", "Puesto Rojas", ubicadas en las localidades de Malargüe y San Rafael de la Provincia de Mendoza, así como una planta de entrega de crudo y otros activos relacionados. Dichas áreas forman parte de la zona norte de la Cuenca Neuquina y actualmente se encuentran en explotación de petróleo y gas. Conforme a la normativa vigente, la transferencia de la titularidad fue aprobada mediante Resolución N° 1157 del Ministerio de Economía y Energía de la provincia de Mendoza de fecha 24 de agosto de 2023 y la escritura de cesión se celebró con fecha 7 de noviembre de 2023, fecha desde la cual la concesión de las áreas de encuentra registralmente a nombre de PCR. Adicionalmente, mediante Decreto 258/2024, notificado a PCR con fecha 20 de febrero de 2024 y publicado en el B.O. el 8 de abril de 2024, se aprobó la unificación de las áreas Cerro Mollar Norte y Cerro Mollar Oeste, quedando unificadas ambas en la concesión Cerro Mollar Oeste, con vencimiento el 29 de julio de 2027. Con respecto a los planes de inversión previstos para estas áreas, los mismos se encuentran en proceso de negociación con la autoridad de aplicación provincial en el marco de los pedidos de prórroga. A continuación, se detalla la información particular de cada una de las áreas antes mencionadas.

Puesto Rojas

Generalidades

El área Puesto Rojas con una superficie de 190 Km² está ubicado en el departamento de Malargüe, provincia de Mendoza, a 20 km al Noroeste de la ciudad de Malargüe. Posee instalaciones de producción y tratamiento de petróleo y gas consistente en más de 120 pozos perforados batería y planta de tratamiento de petróleo y captación de gas. El bloque abarca los yacimientos de Cerro Pencal, Puesto Rojas, Cerro Mollar y Puesto Adobe.

Perfil Geológico

Desde el punto de vista geológico el área está ubicada en el sector norte de la cuenca Neuquina específicamente en la “Faja Corrida y Plegada de Malargüe”. La producción de petróleo corresponde a un yacimiento “Naturalmente Fracturado”, principalmente de los niveles carbonáticos de las formaciones Agrio, Chachao y Vaca Muerta del grupo Mendoza. Los reservorios son de petróleos subsaturados con densidades entre 18 y 25 ° API. La profundidad de los pozos varía entre 1000 y 2500 metros.

Concesión

La concesión de explotación convencional de hidrocarburos sobre el área “Puesto Rojas”, otorgada en favor de PETA mediante el Decreto Nacional N° 144/92, prorrogada por 10 años mediante Decreto Provincial N° 1466/11, con vencimiento el 21 de enero de 2027.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del área Puesto Rojas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Argentina, Mendoza	31 de diciembre de		
Puesto Rojas	2023	2022	2021
Participación PCR	100%	-	-
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	21	-	-
Perforaciones	-	-	-
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	401	-	-
Crudo	401	-	-
Gas	-	-	-

Nota: No se exponen datos para 2022 y 2021 dado que el área fue adquirida por la Compañía con fecha económica el 1 de febrero de 2023.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas de petróleo y gas natural del área Puesto Rojas hasta la terminación de la concesión. GCA ha proporcionado un informe en el cual el yacimiento no dispone de reservas de petróleo ni de gas natural.

Inversiones

Al 31 de diciembre de 2023, se han ejecutado inversiones por un total de U\$S 2,8 millones, correspondientes, en su mayor parte, a reparaciones de 4 pozos. Para el año 2024, se prevé perforar 1 pozo de exploración por un monto estimado de U\$S 2,8 millones y realizar 2 workovers por un monto estimado de U\$S 0,6 millones.

Cerro Mollar Oeste y Cerro Mollar Norte

Generalidades

Los bloques de Cerro Mollar Oeste con una superficie de 108 Km² y Cerro Mollar Norte de 5 Km², están ubicados en el departamento de Malargüe, provincia de Mendoza, a 30 km al Noroeste de la ciudad de Malargüe. Desde el punto de vista de producción es una unidad operativa junto con los bloques de Puesto Rojas y Cerro Mollar Norte. Los pozos de Cerro Mollar Norte y Oeste corresponden a un mismo yacimiento que abarca parte de los dos bloques y explota los niveles someros del grupo Rayoso. El resto de la superficie del bloque de Cerro Mollar Oeste corresponde a un área de Exploración para las diferentes unidades geológicas.

Perfil Geológico

El yacimiento de Cerro Mollar Oeste y Norte extrae el petróleo de las calizas del Grupo Rayoso La producción corresponde a un reservorio con alta porosidad primaria con un fuerte empuje de agua. El petróleo extraído de 15°API es conducido y tratado en la planta de Cerro Mollar en el área vecina de Puesto Rojas. El resto del bloque considerado como área exploratoria se identifican estructuras de “dúplex” en los niveles del Grupo Mendoza típicas de la faja plegada de Malargüe.

Concesión

La concesión de explotación de hidrocarburos de Cerro Mollar Oeste fue otorgada originalmente mediante el Decreto Nacional N° 1280/92 sobre el área “Cerro Mollar Oeste”, en los términos de los artículos 27 y siguientes de la LFH prorrogada hasta el 21 de julio de 2027 mediante Decreto Provincial N° 1466/11, y cuya titularidad pertenece a PETA.

La concesión de explotación de hidrocarburos de Cerro Mollar Norte fue otorgada originalmente mediante la Decisión Administrativa N° 415/97 sobre el área “Cerro Mollar Norte”, en los términos de los artículos 27 y siguientes de la Ley Federal de Hidrocarburos FH, prorrogada hasta el 30 de abril de 2023 mediante Nota N° 05/2023 de la Autoridad de Aplicación, y cuya titularidad pertenece a Petrolera El Trébol S.A. (PETA).

Mediante Decreto 258/2024, notificado a PCR con fecha 20 de febrero de 2024 y publicado en el B.O. el 8 de abril de 2024, se aprobó la unificación de las áreas Cerro Mollar Norte y Cerro Mollar Oeste, quedando unificadas ambas en la concesión Cerro Mollar Oeste, con vencimiento el 29 de julio de 2027.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del área Cerro Mollar Oeste y Norte correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Argentina, Mendoza	31 de diciembre de		
Cerro Mollar Oeste y Norte	2023	2022	2021
Participación PCR	100%	-	-
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	6	-	-
Perforaciones	-	-	-
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	138	-	-
Crudo	138	-	-
Gas	-	-	-

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área Cerro Mollar Oeste y Norte hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	21	176	21	176	-	151
Desarrolladas	21	176	21	176	-	151
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
Probables	-	-	-	-	-	-
Posibles	-	-	-	-	-	-

(1) Producción total del campo.

(2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.

(3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

En el área del Cerro Mollar no se comercializa gas y se utiliza únicamente para el consumo de PCR.

Inversiones

Al 31 de diciembre de 2023, no se han ejecutado inversiones en estas áreas.

La Brea

Generalidades

La Brea cubre una superficie de 142 km² ubicado en el departamento de Malargüe, provincia de Mendoza al oeste de la ciudad cabecera del departamento. Posee 13 pozos perforados, y una batería. El Petróleo es transportado y tratado en la planta de Cerro Mollar del área vecina de Puesto Rojas En el bloque hay dos yacimientos independientes; La Brea y Puesto Muñoz.

Perfil Geológico

El área La Brea se ubica en sector norte de la cuenca Neuquina en el sector de la "Faja corrida y plegada" Los reservorios naturalmente fracturados con petróleo de 32°API y sobrepresionados corresponden a estructuras de dúplex en niveles carbonáticos de las formaciones Agrio y Chachao. La profundidad de los pozos varía entre 2500 y 3000 metros. El área tiene potencial exploratorio con la identificación de nuevas estructuras a partir de la interpretación de la sísmica 3D adquirida.

Concesión

La concesión de explotación de hidrocarburos fue otorgada originalmente mediante Ley Nacional N° 24.145 a favor de YPF S.A. sobre el área "La Brea", posteriormente prorrogada por el término de diez años mediante Decreto Provincial N° 1465/11 hasta el 14 de noviembre de 2027, y que fuera cedida por YPF S.A. a ANDES HIDROCARBUROS INVESTMENT S.A.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del área La Brea correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Argentina, Mendoza	31 de diciembre de		
La Brea	2023	2022	2021
Participación PCR	100%	-	-

Pozos y perforaciones			
Pozos activos	3	-	-
Perforaciones	-	-	-
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	69	-	-
Crudo	69	-	-
Gas	-	-	-

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área La Brea hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	28	95	28	95	-	80
Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
No Desarrolladas	28	95	28	95	-	80
Probables	28	95	28	95	-	80
Posibles	-	-	-	-	-	-

(1) Producción total del campo.

(2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a las regalías.

(3) Producción a la que PCR tiene derecho, luego de las regalías.

En el área La Brea no se comercializa gas y se utiliza únicamente para el consumo de PCR.

Inversiones

Al 31 de diciembre de 2023, se han ejecutado inversiones por un total de U\$S 0,07 millones.

La Paloma- Cerro Alquitrán

Generalidades

La Paloma y Cerro Alquitrán con una superficie de 2,4 y 3 Km² respectivamente corresponden a dos bloques independientes dentro del área. Se ubican en el departamento de San Rafael, provincia de Mendoza a 20 Km al norte de la localidad de El Sosneado. En el área de La Paloma existen dos pozos perforados en el año 2020 en espera de terminación, siendo esta actividad parte del compromiso de inversión en estas áreas. Actualmente, no registra producción.

Perfil Geológico

Se ubican en el sector norte de la cuenca Neuquina-Sur Mendocina dentro el área de plataforma. El principal reservorio corresponde a conglomerados y areniscas del grupo Neuquen, otros reservorios, las areniscas de la formación Loncoche y calizas de la formación Huitrín. La profundidad de los pozos es del orden de los 1000 metros

Concesión

La concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área "La Paloma – Cerro Alquitrán" fue otorgada en favor de Grecoil & Cia. S.A. por 25 años, mediante el Decreto Provincial N° 2030/15, con vencimiento el 16 de diciembre de 2040.

Datos operativos del yacimiento

Al 31 de diciembre de 2023, el área La Paloma Cerro Alquitrán, de titularidad de PCR en un 100%, no contaba con pozos activos por lo que no detentaba producción de petróleo ni de gas. Tampoco se realizaron perforaciones de pozos durante el año 2023.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA, firma independiente de ingeniería en reservas, ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo y gas natural del área La Paloma – Cerro Alquitrán hasta la finalización de la concesión. GCA ha proporcionado un informe donde no se registran reservas de petróleo ni de gas.

Inversiones

Al 31 de diciembre de 2023, se han ejecutado inversiones por un total de U\$S 1,5 millones, correspondientes a la terminación de 2 pozos que ya estaban perforados por el operador anterior, los cuales no arrojaron resultados exitosos.

Áreas de Ecuador

Operaciones en Ecuador

En julio de 1999, Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. a través de su subsidiaria en Ecuador, Petroriva S.A., estableció un joint venture con Petróleos Sudamericanos del Ecuador-Petrolamerec S.A. (“**Petrolamerec**”) y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador-Fosforocomp S.A. (“**Fosforocomp**”), a los que la Compañía se refiere como el Consorcio Petrosud-Petroriva, al cual designó como operador para conducir las operaciones de ejecución de los Contratos Para la Exploración de Petróleos Crudo y Exploración Adicional de Hidrocarburos de los Campos Marginales Pindo y Palanda Yuca Sur, suscriptos el 1 de julio de 1999. Con fecha 22 de enero de 2011 los contratos de campos marginales pasaron a ser contratos de servicios, en virtud de la suscripción del Contrato Modificatorio a Contrato de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque a contrato de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Pindo y Palanda Yuca Sur de la Región Amazónica.

Desde el 6 de enero de 2014 la Compañía poseía directamente a través de su subsidiaria Petroriva S.A. el 40%, de los derechos en los contratos de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en los Bloques Pindo y Palanda Yuca Sur de la Región Amazónica; mientras que, a través de su subsidiaria PCR Investments S.A. (anteriormente bajo la razón social Dutmy S.A.) poseía indirectamente el otro 60% de los derechos en los mencionados contratos, ostentando de esta forma el 100% de los derechos sobre dichos contratos de servicio para la exploración y producción de petróleo crudo y gas en las áreas de Pindo y Palanda Yuca Sur.

Con fecha 1 de julio de 2016, Petroriva, Petrolamerec y Fosforocomp, suscribieron con el estado de Ecuador contratos modificatorios (los “**Contratos Modificatorios**”). Las principales modificaciones fueron: (i) la extensión del plazo original, cuyo nuevo vencimiento operará el 31 de diciembre del 2025 y 31 de diciembre del 2027 para el campo Palanda - Yuca Sur y campo Pindo, respectivamente; y (ii) un compromiso, en caso de que se efectivice la extensión para realizar inversiones adicionales por parte de las sociedades por un valor de U\$S19 millones y U\$S28 millones para Palanda - Yuca Sur y Pindo, respectivamente.

En el año 2018, el Estado ecuatoriano lanzó la XII Ronda de Licitación de Bloques Petroleros “Ronda Intracampos”. Petrolamerec, presentó ofertas por los Bloques Sahino y Arazá Este, los cuales se encuentran ubicados en la Provincia de Sucumbios en la Región Amazónica de Ecuador. El Comité de Licitación Hidrocarburífera notificó a Petrolamerec la adjudicación de las ofertas presentadas, por lo que con fecha 22 de mayo de 2019 se suscribieron los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el Bloque Arazá Este y en el Bloque Sahino de la Región Amazónica. Los dos contratos fueron inscriptos en el Registro de Hidrocarburos con fecha 30 de mayo de 2019 y actualmente han iniciado actividades de exploración. Para más información véase “—Arazá Este y Sahino”.

Con fecha 14 de abril de 2023, el ex Viceministro de Hidrocarburos, suscribió el Acuerdo Nro. MEM-VH-2023-0019-AM, a través del cual, autorizó la cesión del cien por ciento (100%), de los derechos contractuales, de los Contratos de Prestación Servicios para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), en los Bloques Palanda Yuca Sur y Pindo, de Petroriva S.A. y, Fosforocomp a favor de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., en

calidad de empresas del mismo grupo empresarial. El 31 de mayo de 2023, se suscribieron los Contratos de Cesión de Derechos y Obligaciones de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), en los Bloques Pindo y Palanda-Yuca Sur entre Fosforocomp, Petroriva y PCR-Ecuador S.A. (anteriormente denominada Petrolamerec S.A., en adelante “PCR-ECUADOR”). Estos contratos fueron elevados a escritura pública el 2 de junio de 2023 e inscritos en el Registro de Hidrocarburos el 14 de junio de 2023. De esta manera, PCR-ECUADOR pasó a ser titular de los Contratos y Operadora de los Bloques Pindo y Palanda.

Finalmente, en mayo de 2023, el Ministerio de Energía y Minas a través del COLH puso en conocimiento de las oferentes el orden de prelación de las ofertas presentadas en la XIII Ronda Petrolera Intracampos II, y PCR-ECUADOR fue la primera calificada en sus ofertas presentadas por los Bloques Saywa y VHR Este, los cuales se encuentran ubicados en la Provincia de Sucumbíos en la Región Amazónica de Ecuador. El 17 de mayo de 2024 se suscribieron los contratos de participación entre el Ministerio de Energía y Minas y PCR-Ecuador para la operación de los bloques 93-Saywa y 97-VHR Este. Los contratos entrarán en vigencia una vez que se encuentren inscritos en el Registro de Hidrocarburos, lo cual se estima ocurrirá en los 30 días siguientes a la mencionada firma. Los contratos contemplan un período de exploración de cuatro (4) años -con posibilidad de extender hasta dos (2) años adicionales- y un período de explotación de veinte (20) años.

Pindo

Pindo es un área que cuenta con una superficie de aproximadamente 68 Km², está ubicada a 55 Km de San Francisco de Orellana, Provincia de Orellana, Ecuador. Las instalaciones de esta área incluyen una planta de tratamiento de petróleo, una Unidad LACT (*Leasing Automatic Custody Transfer*), bombas de petróleo, campamento y oficinas. Este bloque se divide en dos estructuras principales: Pindo y Pindo Este.

Perfil Geológico

Pindo, ubicado en la cuenca Oriente de Ecuador, tiene cinco reservorios principales: Basal, Tena, U Inferior, T Inferior y Hollín. Tanto Basal, Tena y Hollín son reservorios de arenisca, en una trampa estructural-estratigráfica, de los que se extrae petróleo. La densidad de hidrocarburos de Pindo es de 20,4 grados API, y el promedio de profundidad de los pozos en esta área alcanza los 3.000 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en Pindo es de aproximadamente 25 días.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento Pindo correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Ecuador, Orellana	31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Pindo			
Participación PCR	100%	100%	100%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	23	23	19
Perforaciones	-	3	1
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	4.740	4.962	4.044
Crudo	4.740	4.962	4.044
Gas	-	-	-

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, GCA ha realizado un examen de auditoría independiente de las reservas probadas probables y posibles de petróleo crudo de Pindo. GCA ha proporcionado el informe de reservas en la siguiente tabla conforme a la información técnica y toda otra información disponible:

	Volumen Bruto (Miles BOE) (1)		Participación PCR		Reservas Netas PCR (2)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas		4.309		4.309		2.052
Desarrolladas		4.309		4.309		2.052
No Desarrolladas		-		-		-
Probables		-		-		-
Posibles		-		-		-

(1) El 100% de las reservas brutas del Bloque corresponden a volúmenes que son comercialmente recuperables.

(2) Las reservas de derechos netos son los derechos económicos netos de PCR-ECUADOR según los términos del contrato de servicios que rige el activo.

El volumen líquido de hidrocarburos representa el petróleo crudo estimado que será recuperado durante la separación de los yacimientos. Los mismos son reportados en miles de barriles de almacenamiento (MBbl). No hay reservas de gas reportadas, ya que actualmente la baja producción de gas no es recolectada.

Palanda Yuca Sur

Palanda Yuca Sur, con una superficie de 140,5 Km², está ubicada a 35 Km de Francisco de Orellana, provincia de Orellana, Ecuador. Las instalaciones de esta área incluyen una planta de tratamiento de petróleo, una Unidad LACT (*leasing automatic custody transfer*), bombas de petróleo, campamento y oficinas. El Bloque Palanda Yuca Sur presenta las siguientes estructuras: Palanda Yuca Sur, Primavera, Sami y Llumpak.

Perfil Geológico

Palanda Yuca Sur tiene 3 reservorios principales: U Inferior, T Inferior y Hollín. Son reservorios de arenisca, con una trampa estructural-estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. La densidad de hidrocarburos de Palanda Yuca Sur es de 24,10 grados API y en el caso de la producción proveniente del pozo SAMI 1 es de 25,5 grados API. El promedio de profundidad de los pozos en esta área alcanza los 3.000 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo en Palanda Yuca Sur es de aproximadamente 25 días.

Exploración

En el segundo semestre del año 2022 se decidió ampliar y limpiar punzados de la arenisca Napo T inferior del Pozo Llumpak 1 con resultados positivos, por lo que se decidió activar dicho pozo, y posteriormente se decidió intervenir el Pozo Llumpak 2 con el fin de reactivarlo y evaluar su actual potencial. En este sentido el Bloque finalizó el año 2022 con 14 Pozos activos. En el año 2023 se cerró temporalmente el pozo Llumpak 2 por alto corte de agua y bajo límite económico. El Bloque Palanda Yuca Sur terminó el año con 13 pozos productivos.

Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento Palanda Yuca Sur correspondientes a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Ecuador, Orellana	31 de diciembre de
-------------------	--------------------

Palanda Yuca Sur	2023	2022	2021
Participación PCR	100%	100%	100%
Pozos y perforaciones			
Pozos activos	13	14	12
Perforaciones	-	-	-
Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)	2.344	2.487	2.362
Crudo	2.344	2.487	2.362
Gas	-	-	-

*Incluye producción del bloque SAMI

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023 GCA ha realizado una auditoría independiente sobre las reservas probadas y posibles de petróleo crudo del Bloque 64 (Palanda Yuca Sur). Sobre la base de información técnica y cualquier otra información disponible, GCA proporcionó los datos que se detallan a continuación:

	Volumen Bruto (Miles BOE) (1)		Participación PCR		Reservas Netas PCR (2)	
	Gas	Crudo	Gas	Gas	Crudo	Gas
Probadas	-	1.258	-	1.258	-	675
Desarrolladas	-	1.258	-	1.258	-	675
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
Probables	-	-	-	-	-	-
Posibles	-	-	-	-	-	-

- 1) Las reservas brutas de campo representan el 100% de los volúmenes estimados a ser comercialmente recuperados de los campos.
- 2) Los derechos económicos netos sobre reservas son los derechos económicos netos de PCR-ECUADOR bajo los términos del contrato de servicios aplicable al activo en cuestión.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburo representan el petróleo crudo estimado a ser recuperado mediante la separación del campo. Los mismos son reportados en miles de barriles de almacenamiento (MBbl). No hay reservas reportadas de gas, ya que actualmente la baja producción de gas no fue recolectada

Sami (forma parte del Bloque Palanda Yuca Sur)

El área de Sami está ubicada en el centro de la cuenca Oriente de Ecuador, y forma parte del Bloque Palanda-Yuca Sur de la Provincia de Orellana. Esta estructura fue delineada en base a la interpretación e integración de la información sísmica 2D y 3D. La estructura Sami tiene una superficie de 1,98 Km².

La estructura Sami fue descubierta durante la perforación del pozo exploratorio Sami 1, el 22 de octubre de 2012. Según la evaluación petrofísica de los perfiles eléctricos, los reservorios que tienen reservas de hidrocarburos fueron: T Inferior y U Inferior. El plan de desarrollo fue aprobado a través de la Resolución N° 1061 del 21 de agosto de 2014, considerando las instalaciones de producción y la perforación de dos (2) pozos.

Al 31 de diciembre de 2023, el área de Sami registraba una producción de petróleo de 181 Bbls/d y contaba con reservas restantes de aproximadamente 93 MBbls.

Sahino

Sahino es un bloque exploratorio ubicado en la Cuenca Oriente que cuenta con una superficie de aproximadamente

99Km² y está ubicado a 99 Km de Nueva Loja, Provincia de Sucumbios Ecuador. A la fecha del presente Prospecto, el bloque continúa en su fase de exploración y se han realizado actividades que buscan identificar el potencial hidrocarburífero. El contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque Sahino fue suscrito en mayo de 2019.

Perfil Geológico

Sahino tiene tres reservorios principales: Tena (Basal), Napo, y Hollín. Son reservorios de arenisca, en una trampa estructural-estratigráfica, de los que se extrae petróleo.

Producción

Al encontrarse en fase de exploración el Bloque no cuenta con producción.

Exploración

A la fecha del presente Prospecto, el bloque se encuentra en su fase de exploración. Entre las actividades ejecutadas en el bloque se encuentra la adquisición de geoquímica, reprocesamiento de la información sísmica, levantamiento cartográfico, interpretación sísmica y evaluación de áreas potenciales para ubicar pozos exploratorios. Adicionalmente se han iniciado actividades de relevamiento ambiental e ingeniería buscando elaborar estudios, auditorías ambientales y diseño de obras civiles para vías y plataformas que permitan realizar los pozos exploratorios. Complementariamente a estas actividades, se continúa con la gestión socio ambiental dentro del bloque.

A fines de 2023 se inició la campaña de perforación de los tres pozos exploratorios: el pozo VHR SUR-01, el pozo VHR SUR-02 y el pozo VHR SUR-03; se tiene planificado realizar las operaciones de completación (terminación) y pruebas iniciales entre marzo y mayo de 2024.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023 GCA ha realizado una auditoría independiente sobre los recursos prospectivos sin riesgo del Bloque 90 Sahino. El volumen resultante para P50 es de 8,63 millones de barriles de petróleo.

Arazá Este

Arazá Este es un bloque en fase de exploración que cuenta con una superficie de aproximadamente 44Km², está ubicado a 40 Km de Nueva Loja (Lago Agrio) Provincia de Sucumbíos, Ecuador. Al encontrarse en fase de exploración, por el momento el bloque no cuenta con instalaciones. El contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque Arazá Este fue suscrito en mayo de 2019.

Perfil Geológico

Arazá es un bloque en fase de exploración, que cuenta con una superficie de aproximadamente 44Km², y está ubicado a 40 Km de Nueva Loja (Lago Agrio), en la Provincia de Sucumbíos, Ecuador. El contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del bloque Arazá-Este fue suscrito en mayo de 2019.

Producción

Al encontrarse en fase de exploración, el bloque no cuenta por el momento con producción.

Exploración

A la fecha del presente prospecto, el Bloque continúa en fase de exploración y se han realizado actividades que buscan identificar el potencial hidrocarburífero. Entre las actividades ejecutadas en el bloque se encuentra la adquisición de geoquímica, reprocesamiento de la información sísmica, levantamiento cartográfico, interpretación sísmica y evaluación de áreas potenciales para ubicar pozos exploratorios. Adicionalmente se han iniciado actividades de relevamiento ambiental e ingeniería buscando elaborar estudios, auditorías ambientales y diseño de obras civiles para vías y plataformas que permitan realizar los pozos exploratorios. Actualmente se está gestionando la aprobación de las licencias

ambientales, sin embargo, se encuentra planificado iniciar la perforación de los tres pozos exploratorios comprometidos en el año 2024.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023 GCA ha realizado una auditoría independiente sobre los recursos prospectivos sin riesgo del Bloque 91 Arazá Este. El volumen resultante para P50 es de 8,08 millones de barriles de petróleo.

Composición de las Reservas

Las reservas de petróleo y gas natural (probadas, probables y posibles) son cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural que, según demuestran datos geológicos y de ingeniería con un grado de certidumbre razonable, pueden ser recuperables en el futuro a partir de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, entre ellas, precios y costos a la fecha de la estimación. La Compañía realiza estimaciones periódicas respecto de las reservas probadas desarrolladas, de conformidad con la normativa aplicable a la industria. La ex Secretaría de Energía, a través de la Resolución N° 482 del 2 de octubre de 1998, exigía a las empresas que efectuaban exploración y/o explotación de hidrocarburos en Argentina la realización, cada dos años, de estudios de reservas certificados por profesionales independientes. Los estudios de reservas al 31 de diciembre de 2021, 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2023 fueron certificadas por GCA.

Todas las estimaciones de reservas certificadas por GCA fueron preparadas utilizando las definiciones PRMS que fueron aprobadas por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council*, la *American Association of Petroleum Geologists* y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* en marzo de 2007.

Al 31 de diciembre de 2023, el total de pozos en producción efectiva de la Compañía era el siguiente:

	Total
Pozos activos - Argentina	867
Pozos activos – Ecuador	36

El siguiente cuadro muestra las reservas brutas y netas de las áreas de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 para Argentina y Ecuador:

	Volumen Bruto (Miles BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
Probadas	4.808	17.124	2.639	15.151	1.885	10.143
Desarrolladas	4.320	15.236	2.243	13.618	1.564	8.912
No Desarrolladas	488	1.888	396	1.533	321	1.232
Probables	1.178	4.297	540	3.534	341	2.847
Posibles	901	2.667	501	2.134	401	1.707

(1) Producción total del campo

(2) Acorde al porcentaje de participación de PCR en cada área.

(3) Luego del porcentaje de regalías a las que esté sujeta la participación de PCR.

Nota: Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

La estimación de reservas es imprecisa debido a numerosos factores desconocidos de orden geológico y del yacimiento que sólo pueden ser estimados utilizando técnicas de muestreo. Dado entonces que las reservas son única y exclusivamente estimativas, las mismas no pueden evaluarse a efectos de verificar su exactitud.

Existen numerosas incertidumbres a la hora de estimar cantidades de reservas probadas y proyectar las futuras tasas de producción y el momento en el que se habrá de incurrir en gastos de desarrollo, incluidos ciertos factores ajenos al control

de la Compañía. Los datos sobre reservas que se presentan en este Prospecto representan únicamente estimaciones de las reservas probadas de petróleo y gas de la Compañía. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo que radica en estimar acumulaciones subterráneas de petróleo crudo y gas natural que no se pueden medir en forma precisa. La exactitud de una estimación de reservas proviene de la información disponible, la interpretación geológica y de ingeniería, y el criterio de los ingenieros de reservas y reservorios. Así pues, distintos ingenieros suelen obtener distintas estimaciones. Por otra parte, los resultados de las actividades de perforación, prueba y producción posteriores a la fecha de una estimación pueden ameritar una revisión de la misma; por lo tanto, las estimaciones de reservas a una fecha específica generalmente difieren de las cantidades de petróleo y gas que efectivamente se recuperan. Asimismo, las estimaciones de los futuros ingresos netos derivados de las reservas probadas de la Compañía y el valor presente de los mismos se basan en supuestos sobre futuros niveles de producción, precios y costos que pueden terminar no siendo ciertos con el tiempo. Las estimaciones de precios, costos y volúmenes de producción a futuro están sujetas a incertidumbres y pueden terminar no siendo ciertas con el tiempo. La validez de estas estimaciones depende, en gran medida, de la exactitud de los supuestos en los que se apoyan. Por consiguiente, la Compañía no puede garantizar que se alcanzarán los niveles de producción indicados o que de ellos se obtendrán flujos de efectivo. La cantidad real de reservas de la Compañía y los futuros flujos de efectivo neto generados por las mismas pueden diferir significativamente de las estimaciones que se exponen en este prospecto. Para una descripción completa de los riesgos asociados a las estimaciones de reservas, véase “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria del Petróleo y Gas– Las incertidumbres sobre las estimaciones de reservas de petróleo y gas podrían afectar en forma adversa la situación financiera de la Compañía”.

Perforación y Otras Actividades Exploratorias y de Desarrollo

La siguiente tabla muestra el desarrollo de los pozos y los pozos exploratorios de cada área:

Actividad	Período finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Áreas de Argentina			
El Medanito			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	13	23	14
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	2	-
Pozos Secos	-	1	-
Pozos Totales	13	26	14
El Sosneado			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	1	5	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	1	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	2	5	-
25 de Mayo – Medanito SE			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	-	-	-
Jagüel de los Machos			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	5	6	6
Pozos Secos	-	-	-

Actividad	Período finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	5	6	6
Gobernador Ayala V			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	1	1	1
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	1	1	1
Nuevas Áreas de Mendoza			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	-	-	-
Áreas de Ecuador	-	-	-
Pindo			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	3	2
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	-	3	2
Palanda – Yuca Sur			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	-	-	-
Sahino			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	1	-	-
Pozos Productivos	1	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	1	-	-
Arazá Este			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos	-	-	-

Actividad	Período finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	-	-	-

Inversiones

Conforme lo establece el artículo 31 de las Leyes de Soberanía Hidrocarburífera de 2012, todo concesionario de explotación tiene la obligación de efectuar en plazos razonables las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las técnicas más razonables y eficientes y en correspondencia con las características y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas. Para una descripción más detallada de las inversiones de la Compañía, véase “Descripción del Negocio de la Emisora – División del Petróleo y el Gas”.

A continuación, se listan los compromisos mínimos de inversión asumidos por PCR en cada área:

Área	Compromisos Asumidos
El Sosneado	Hasta 2025: (i) perforación de 10 pozos, (ii) abandono de 37 pozos, (iii) reparación de 12 pozos, (iv) perforación de 5 pozos inyectores de agua, y (v) reprocesamiento de sísmica. Todas las inversiones mencionadas ascendieron a aproximadamente a la suma de U\$S 19 millones. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía había realizado inversiones por una suma total de U\$S 82,1 millones. La Compañía presentó una nueva solicitud de prórroga del contrato por 10 años adicionales, contados desde septiembre del 2025, la cual fue aprobada el 8 de junio del 2022, entrando en vigencia el 1 de julio de ese año. En dicha solicitud, se comprometió un plan de inversiones en exploración y desarrollo por U\$S 18,9 millones, según el siguiente detalle: (i) Perforación de 6 pozos de desarrollo, (ii) reparación de 12 pozos, (iii) inversiones en medioambiente e instalaciones, (iv) perforación de 1 pozo exploratorio. Además, se comprometió un plan de inversiones contingente por un monto máximo de U\$S 6,5 millones, compuesto por inversiones adicionales en exploración y desarrollo con cláusulas especiales que regularán su vigencia y ejecución. Durante el año 2023 la Compañía realizó inversiones por una suma total de U\$S 5,6 millones, totalizando U\$S 24,1 millones las inversiones correspondientes a la nueva prórroga.
El Medanito	Mediante el contrato de renegociación ejecutado en 2015, las inversiones totales comprometidas para los 10 años de extensión del contrato ascienden a U\$S 216,2 millones. Durante el 2015 PCR invirtió U\$S 37,39 millones hasta el momento de entrada en vigor de la UTE. Al 31 de diciembre de 2023, la UTE había cumplido con la totalidad del compromiso asumido para esta área. En el año 2023, se ejecutaron inversiones por un total de U\$S 26,6 millones.
Gobernador Ayala V	La Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión por aproximadamente U\$S 17 millones. Se construyó una planta de tratamiento de gas natural y un gasoducto, por un valor aproximado de U\$S8 millones. Al 31 de diciembre de 2023, la UTE había realizado inversiones por la suma total de U\$S 12,5 millones para esta área. Los socios de la UTE han decidido reemplazar la propuesta de perforación de un pozo gasífero por un pozo petrolero. En 2023 se perforó un pozo petrolero y para 2024, se prevén inversiones por un total de U\$S 1,3 millones correspondientes a la perforación de otro pozo petrolero.
Jagüel de los Machos	La Compañía, luego de un plan de readecuación de inversiones en función de estudios de factibilidad realizados, se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión en esta área por aproximadamente U\$S 40,3 millones. El

Área	Compromisos Asumidos
	plan de trabajo actualizado de la UTE, el cual fuera aprobado por las autoridades provinciales en septiembre de 2021, incluye: (i) la perforación de 25 pozos de desarrollo y 2 de avanzada, (ii) Reparación de 20 pozos, (iii) estudio de reactivación de pozos o abandono de 25 pozos. Al 31 de diciembre de 2023, la UTE había realizado inversiones por la suma total de U\$S 43 millones para esta área. El plan de inversiones para 2024 se estima en U\$S 12,1 millones que incluye la perforación de 6 pozos nuevos y el abandono y reactivación de 5 pozos.
25 de Mayo – Medanito SE	La Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de inversión en firme por aproximadamente U\$S 29,5 millones. Al 31 de diciembre de 2023, la UTE había realizado inversiones por la suma total de U\$S 21,2 millones para esta área. El plan de inversiones para 2024 se estima en U\$S 5 millones que incluye: (i) reparación de pozos, (ii) inversiones en facilidades de petróleo y (iii) inversiones en abandono de pozos.
Nuevas Áreas de Mendoza	Con respecto a las Nuevas Áreas de Mendoza, la Compañía se encuentra en proceso de negociación de un plan de inversiones para cada una de las áreas junto con las respectivas extensiones de plazo que se requieran para realizar las inversiones. Durante el año 2023, se han ejecutado inversiones en La Paloma por U\$S 1,5 millones correspondiente a la terminación de 2 pozos y en Puesto Rojas se invirtieron U\$S 2,8 millones en reparaciones de 4 pozos. Finalmente, se ejecutaron inversiones por U\$S 0,07 millones en La Brea. Para el año 2024, se tiene previsto 1 perforación de exploración en el área de Puesto Rojas por un monto de U\$S 2,8 millones y 2 workover por U\$S 0,6 millones.
Pindo (Ecuador)	Como resultado de la extensión del plazo contractual, el nuevo compromiso de inversiones es de aproximadamente U\$S 28 millones hasta el 31 de diciembre de 2027. De dichas inversiones, ya se han perforado 3 pozos de desarrollo en el año 2017 y realizado otras inversiones en instalaciones. A la fecha de este Prospecto, PCR ha cumplido con las inversiones correspondientes a perforación y la mayoría de las inversiones de facilidades, quedando pendiente únicamente algunas actividades de este rubro. Del valor comprometido se encuentra pendiente un monto de U\$S 88.000 que debe completarse en 2024. A inicios del año 2020 se perforaron 2 pozos de desarrollo adicionales, que resultaron ser exitosos; sin embargo, por la emergencia sanitaria producida por el COVID-19 y la drástica caída de los precios, la terminación de los pozos se realizó en el tercer trimestre, contando con producción a partir de octubre de 2020. A finales del año 2021 se perforó un pozo adicional de desarrollo el cual resultó exitoso, sin embargo, tiene producción fiscalizada desde enero del año 2022. Por otro lado, en el año 2022 se decidió perforar 1 pozo adicional de desarrollo y 1 pozo adicional de avanzada en el área denominada Suyana; los mismos han sido exitosos. Con estos nuevos resultados se ha decidido perforar un nuevo pozo de avanzada en el área de Suyana, el cual resultó productivo.
Palanda – Yuca Sur (Ecuador)	Como resultado de la extensión del plazo contractual, la Compañía se comprometió a realizar una inversión de aproximadamente U\$S 19 millones hasta el 31 de diciembre de 2025. De dichas inversiones ya se han perforado 2 pozos de desarrollo y un pozo adicional durante en el año 2019 y realizado otras inversiones en instalaciones. A la fecha del presente Prospecto, PCR ha cumplido con las inversiones correspondientes a perforación y el total de las inversiones de facilidades, por lo cual el compromiso contractual ha sido cumplido al 100%.

Fuente: Información interna de PCR

Producción y Venta

A continuación, se incluye una tabla describiendo la evolución de las ventas de petróleo crudo y gas de la Compañía en Argentina incluyendo las participaciones accionarias de los accionistas de la Compañía. En el caso de Ecuador, los ingresos obtenidos por el Consorcio derivan del contrato de servicio basado en un interés fijo por cada barril producido y entregado. En relación con el contrato de servicio véase “*Información sobre la Emisora – División Petróleo y Gas – Áreas de Ecuador*”. Para información relativa a las ganancias de Ecuador, véase la sección “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Operaciones en Ecuador*”.

Participación PCR	Producción por Yacimiento	2023	2022	2021
Petróleo BBL	Medanito	1.464.747	1.496.821	1.217.432
	Sosneado	346.663	356.806	406.188
	JDML	258.241	304.736	225.662
	Medanito SE	504.851	562.860	548.035
	Gob. Ayala V	8.437	338	335
	Nuevas Áreas de Malargüe	184.030	N/A	N/A
	Pindo	1.730.157	1.811.091	1.475.961
	Palanda	855.380	907.665	862.080
	Total	5.352.506	5.440.317	4.753.883
Gas - BOE	Medanito	826.068	846.324	749.654
	JDML	251.671	286.387	249.771
	Medanito SE	22.626	58.509	52.166
	Gobernador Ayala V	12.649	31.816	56.738
	Total	1.113.014	1.223.035	1.320.583
	Total Compañía (BOE)	6.465.520	6.663.353	6.074.466

La Compañía no posee stock relevante de crudo y gas disponible para la venta, ya que por lo general vende casi todo lo que produce.

Comercialización y Distribución

Argentina

Los proyectos de petróleo y gas corren con los riesgos asociados a cambios en los precios internacionales de dichas materias primas. La industria del petróleo en particular es altamente dependiente del desarrollo económico mundial y de eventos políticos. El precio utilizado en el mercado argentino se vincula con el precio del petróleo crudo denominado “*Brent*” que está regido por la evolución de los mercados internacionales.

El precio del crudo en el mercado local está directamente afectado por las retenciones aplicadas a las exportaciones en virtud de lo establecido por la Resolución del entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas N° 1077/2014, la cual derogó la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias (Ver “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas*”), ya que las empresas refinadoras y exportadoras trasladan el impacto de los porcentajes de retención a las empresas productoras. En el caso que los porcentajes de dichas retenciones disminuyan o éstas sean derogadas, la Compañía recibiría un precio mayor por el petróleo vendido. Por el contrario, en el caso que los porcentajes de dichas retenciones aumenten, la Compañía recibiría un precio menor por el petróleo vendido.

A fines del mes de agosto de 2020, el precio sostén de U\$S45/bbl dispuesto por el Decreto N° 488/20 dejó de estar en vigencia, por haberse cumplido la condición establecida en el mencionado Decreto, es decir, que la cotización del ICE BRENT PRIMERA LÍNEA fue superior a U\$S45/bbl durante 10 días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “*PLATTS CRUDE MARKETWIRE*” bajo el encabezado “*Futures*”. En consecuencia, los precios del crudo volvieron a regirse exclusivamente por oferta y demanda, sin perjuicio de la incidencia de las retenciones. Para más información, ver “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina - Regulación del Mercado*” y “*Factores de Riesgo*” del presente Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, el petróleo crudo producido en: (i) El Medanito se vende a Trafigura Argentina S.A. (“*Trafigura*”) y a REFI PAMPA S.A., (ii) Jagüel de los Machos a Trafigura, (iii) 25 de Mayo – Medanito SE a Trafigura, YPF y a Trafigura Pte. a través de contratos de exportación de petróleo, (iv) el petróleo crudo producido en El Sosneado a YPF

por ducto y a otros refinadores menores a través de camiones (Estandar Energy, Nexopetro) y finalmente (v) el petróleo crudo producido en las Áreas de Mendoza, en particular en Puesto Rojas, Cerro Mollar Oeste y Cerro Mollar Norte, se vende a YPF por ducto. Los precios y condiciones de venta de petróleo crudo se acuerdan mensualmente y los plazos de pago de las facturas varían entre 20 y 30 días. De la producción total del petróleo crudo, aproximadamente el 48% es vendido a Trafigura en el mercado local, 12% a Trafigura PTE (exportación a USA y Brasil), 21% a Refipampa y el 19% a YPF. Durante el año 2023, PCR ha participado aproximadamente con el 8% de la totalidad del petróleo crudo tipo Medanito exportado de la cuenca neuquina.

El petróleo crudo proveniente de El Medanito, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE es transportado por PCR a través de un oleoducto de su propiedad hasta la planta de recepción de propiedad de Oldeval S.A. situada en la provincia de Río Negro, excepto por el petróleo que se comercializa a REFI PAMPA, que se entrega a través de un oleoducto existente entre ambas plantas. En dicha planta de recepción de Oldeval SA, se produce la transferencia del dominio sobre los hidrocarburos a favor de Trafigura e YPF. En el caso del petróleo crudo vendido a REFI PAMPA, la Compañía transporta el petróleo crudo a través del mencionado oleoducto, que vincula la planta de tratamiento crudo (PTC) con la unidad de medición (LACT) de REFI PAMPA, situada en las afueras de la planta de tratamiento de crudo de El Medanito. El petróleo crudo producido en el yacimiento El Sosneado y vendido a YPF, es ingresado al oleoducto Puesto Hernández ubicado en Luján de Cuyo, y luego transportado hasta la refinería de YPF ubicada en dicha localidad. El costo del transporte se encuentra incluido en el precio que YPF abona por el petróleo crudo.

La venta de gas (a 9300 Kcal/m³) producida en los yacimientos de La Pampa se realiza principalmente a REFI PAMPA S.A., Genneia S.A., ABC Energía S.A., Pampa Energía S.A., Gas Meridional S.R.L., Gas Patagonia, Energía y Soluciones, AMG S.A. y Orazul Energy Southern Cone S.R.L., mediante acuerdos anuales que se renuevan de común acuerdo a precios de mercado. Respecto de las sociedades mencionadas precedentemente, el gas es entregado en los puntos de entrega denominados PM 470 y PM 092, estos últimos sobre el gasoducto Medanito Allen (TGS), que está conectado con el gasoducto NEUBA I y II. El plazo de pago de las facturas correspondientes es de 30 días.

Los precios promedio recibidos por PCR por el petróleo crudo y gas se detallan en la sección “Antecedentes Financieros—f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía” de este Prospecto.

Ecuador

PCR-ECUADOR tiene derecho al cobro de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al estado de Ecuador en un punto de inspección. Esta tarifa constituye el ingreso bruto de la contratista y se fija contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Conforme a las modificaciones del año 2011, la tarifa fija por cada barril producido y entregado puede ser pagada a la Compañía en divisas o en barriles de petróleo crudo. El cálculo del monto del petróleo crudo puede ser obtenido luego de la aplicación de una fórmula (saldo en la cuenta de los Dólares de los Estados Unidos de América para el pago a los concesionarios en el último día del mes inmediatamente anterior a la entrega de los barriles, dividido por el promedio del precio mensual de las ventas externas equivalente a la calidad de petróleo crudo realizado por EP Petroecuador en el mes anterior).

Los contratos contemplan que, para el pago de la facturación mensual de cada bloque, está condicionado a la existencia del suficiente Ingreso Disponible, el cual se obtiene al restar del Ingreso Bruto del Contrato (valor en Dólares de los Estados Unidos de América que resulta de multiplicar la Producción Fiscalizada entregada por la Contratista por el Precio Promedio Mensual, corregido de acuerdo a la calidad equivalente a la producida por la Contratista en el Área del Contrato): (i) Margen de Soberanía; (ii) Costos de Transporte del Estado; y (iii) Costos de Comercialización. Los saldos de la facturación de un mes, que no hubieren sido pagados por insuficiencia del Ingreso Disponible, deben trasladarse para su pago en los siguientes meses o incluso trasladarse al siguiente año fiscal, teniendo como límite final para el pago de los saldos acumulados, la fecha de finalización del plazo contractual. Cualquier diferencia de transferencias originada por la insuficiencia de ingresos disponibles, que no fueron pagadas por el estado de Ecuador a la terminación del contrato, será extinguida y no se pagará al contratante, quedando el gobierno de Ecuador liberado automáticamente de la obligación de pago.

A continuación, se incluye un cuadro con las tarifas de los bloques de Ecuador al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	2023	2022	2021
	(en US Dólares por Bbl neto)		
Pindo	32,15	31,03	29,89
Palanda Yuca Sur	35,99	34,74	33,46
Sami	45,72	44,13	42,51

Los precios promedio recibidos por PCR por el petróleo crudo y gas se detallan en la sección “*Antecedentes Financieros—f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía*” de este Prospecto.

Contratos Principales

A continuación, se incluye una tabla individualizando los principales contratos celebrados por la Sociedad con relación a la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos (distintos de los contratos de concesión, locación de obras y servicios o prestación de servicios en relación con áreas petrolíferas que opera PCR, los que se detallan en otras secciones de este prospecto):

Co-contratante(s)	Objeto	Fecha de Vigencia (1)
YPF	Compraventa de petróleo crudo de las áreas de Mendoza y de La Pampa	Ofertas Mensuales
TRAFIGURA	Compraventa de petróleo crudo de las áreas de La Pampa	Ofertas Mensuales
REFI PAMPA S.A.	Compraventa de petróleo crudo de las áreas de La Pampa	Ofertas Mensuales
REFI PAMPA S.A.	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
FENIX	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
GAS MERIDIONAL	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
GENNEIA	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
VISTA	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
APAHIE	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
PAMPETROL SALINAS GRANDES	Compraventa de gas natural	01.05.2024 al 30.04.2025
Energía & Soluciones S.A.	compraventa de Gas Natural	01.05.2024 al 30.04.2025
Latin Energy S.A.	compraventa de Gas Natural	01.05.2024 al 30.04.2025
AMG	compraventa de Gas Natural	01.05.2024 al 30.04.2025
Minera Cholino	Oferta de compraventa de Gas Natural	01.05.2024 al 30.04.2025

Asimismo, en el marco del proyecto de ampliación de la capacidad de transporte del oleoducto “Allen – Puerto Rosales” llevado adelante por Oleoductos del Valle S.A. (Oldelval), a finales de 2022, la Compañía fue adjudicada con una capacidad de transporte en firme de 401 m³/día. En ese sentido, y a los fines de financiar proporcionalmente las inversiones requeridas para dicha obra -que ascienden a un total de U\$S 1.180 millones- PCR se comprometió a realizar desembolsos trimestrales, hasta el año 2025, por un monto total de aproximadamente U\$S 9,5 millones. Dichos pagos constituyen un adelanto del pago de servicio de transporte a utilizar por PCR en el oleoducto de Oldelval y será reintegrado por ésta una vez finalizada la totalidad de la obra de ampliación, mediante descuentos mensuales sobre el precio a percibir por el servicio de transporte. Durante el año 2023, PCR efectuó desembolsos por la suma de U\$S 2,52 millones.

División Energías Renovables

En el año 2016, atento a las licitaciones bajo el Programa RenovAR y al potencial de generación de energía de fuente renovable que tiene Argentina, el directorio de la Compañía decidió ingresar en el negocio de generación de energía

eléctrica de fuente renovables, creándose la nueva División de Energías Renovables con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.

Asimismo, la Compañía constituyó una nueva subsidiaria, Cleanergy Argentina S.A., con el fin de consolidar todos los proyectos vinculados a las energías renovables. Todas las subsidiarias de Cleanergy Argentina S.A. poseen proyectos de parques eólicos activos, parques eólicos en construcción, o bien solamente mediciones de viento para el desarrollo de futuros parques eólicos.

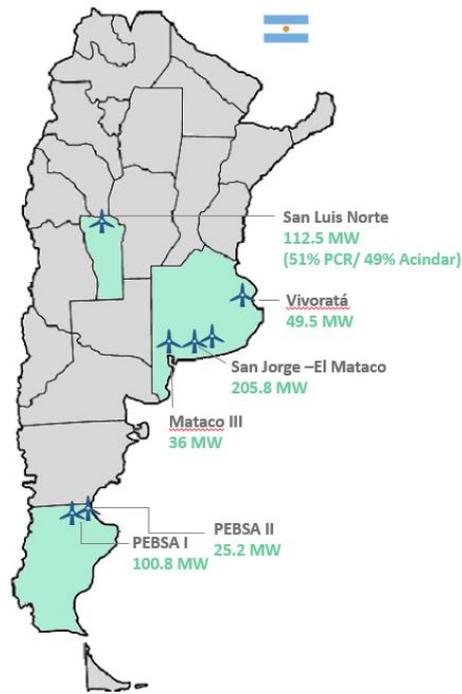
La Compañía ha logrado formar un equipo altamente competitivo en la nueva División de Energías Renovables que cuenta con una vasta experiencia en el desarrollo y ejecución de proyectos, obtenida en compañías líderes de generación de energía. Este equipo gerencial evalúa proyectos de energía renovable de manera continua, a fin de que los mismos estén listos para participar en rondas futuras del Programa RenovAR o bien para firmar PPA con consumidores privados. Dado que la Sociedad tiene una probada experiencia en la construcción de obras complejas, como ser la construcción de las dos plantas de cemento ubicadas en Comodoro Rivadavia y Pico Truncado, el equipo gerencial de la Compañía lleva adelante todo el proceso de desarrollo de los parques eólicos, desde la licitación y adjudicación de las obras a contratistas, hasta la dirección de la obras civil y eléctrica. De esta forma, creemos que tenemos una ventaja competitiva, ya que, de esta forma, podemos reducir y controlar los costos de nuestros proyectos y controlar el cumplimiento de los plazos establecidos. La Sociedad ha podido finalizar la construcción de sus seis parques eólicos dentro de las fechas estipuladas y de acuerdo con los presupuestos aprobados por el directorio.

A la fecha de este Prospecto, la Sociedad -a través de sus subsidiarias- cuenta con 6 parques eólicos en operación con una potencia total de 527,4 MW: (i) 100,8 MW del Parque Eólico del Bicentenario I, (ii) 25,2 MW del Parque Eólico del Bicentenario II, (iii) 203,4 MW del Parque Eólico San Jorge y El Mataco (el “**Parque Eólico SJM**”), (iv) 36 MW del Parque Eólico Mataco III (el “**PE Mataco III**”), (v) 49,5 MW del Parque Eólico Vivoratá (el “**PE Vivoratá**”) y (vi) 122,5 MW del Parque Eólico San Luis Norte en asociación con Acindar Industria Argentina de Aceros S.A. (el “**PE San Luis Norte**”). Todos los parques eólicos han sido dotados con equipamiento y tecnología de última generación, con proveedores de equipos líderes a nivel mundial.

Detalle de la principal información relativa a los mencionados parques eólicos

	Bicentenario - PEBSA I	Bicentenario - PEBSA II	San Jorge- El Mataco	Mataco III	Vivoratá	San Luis
Ubicación	Jaramillo, Sta. Cruz	Jaramillo, Sta. Cruz	Tornquist, Bs.As.	Tornquist, Bs.As.	<u>Vivoratá</u> , Bs. As.	Villa Gral. Roca, San Luis
Capacidad	100.8 MW	25.2 MW	205.8 MW	36 MW	49,5 MW	112,5 MW
Off-taker/ Programa	CAMMESA (Renovar 1.5)	Privados/ MATER	CAMMESA (Renovar 2.0)	Privados/ MATER	Privados/ MATER	Privados/ MATER
Habilitación comercial	mar-19	abr-19	jul-20	jul-23	oct-23	dic-23

Ubicación de nuestros parques eólicos



Nuestra generación (en GWh)



Parque Eólico del Bicentenario I (“PEBSA I”) – subsidiaria Parque Eólico del Bicentenario S.A.

Como parte de la nueva estrategia, en 2016, la Compañía decidió expandirse al negocio de energías renovables y realizó su primer paso mediante la adquisición del proyecto del Parque Eólico del Bicentenario I, ubicado en la localidad de Jaramillo, Provincia de Santa Cruz. Dicho proyecto fue presentado en las licitaciones correspondientes al Programa RenovAR (rondas 1.0 y 1.5), resultando finalmente adjudicatario de un contrato de venta de energía (PPA) por 100 MW a 20 años de plazo con CAMMESA por el total de la energía producida, nominado en Dólares de los Estados Unidos de América, cuyo valor de inicio es 49,5U\$S/MWh ajustado de acuerdo con lo indicado en dicho programa. Tal como dispone el pliego del Programa RenovAr, Parque Eólico del Bicentenario S.A. (“PEBSA”), subsidiaria de la Sociedad, tiene por único activo el mencionado parque eólico. El proyecto, construido sobre locaciones usufructuadas, consta de 28 aerogeneradores Vestas de 3,6 MW, con una altura de 80 metros y un diámetro de rotor de 117 metros cada uno (Vestas V117). El PPA fue celebrado con CAMMESA el 3 de mayo de 2017. La inversión total fue de U\$S128 millones, excluyendo el IVA. El parque eólico cuenta con habilitación comercial desde marzo 2019.

La construcción del parque eólico fue parcialmente financiada con fondos provenientes de un financiamiento de largo plazo bajo la modalidad “project finance” con Inter-American Investment Corporation, KFW IPEX-BANK GMBH y EKf

DENMARK'S EXPORT CREDIT AGENCY por un total de hasta U\$S 108 millones a 15 años de plazo, a una tasa de interés competitiva. Gracias a la solidez patrimonial de PCR y a la confianza de organismos multilaterales y bancos de desarrollo europeos, la Sociedad pasó a formar parte del reducido grupo de compañías argentinas que han logrado obtener este tipo de financiamientos.

Durante el año 2023, la producción del parque eólico fue de 498,8 GWh. A la fecha del presente Prospecto, la Compañía se encuentra cumpliendo sus compromisos de entrega de energía establecidos en el PPA celebrado con CAMMESA.

Parque Eólico del Bicentenario II ("PEBSA II") – subsidiaria Parque Eólico del Bicentenario S.A.

Este parque eólico surge como consecuencia de una ampliación del Parque Eólico del Bicentenario I, a fin de abastecer la demanda de energía de medianos y grandes consumidores en el mercado a término (MATER). El parque se encuentra ubicado en la misma locación y consta de 7 aerogeneradores Vestas de 3,6 MW de potencia cada uno, con una altura de 80 metros y un diámetro de rotor de 117 metros cada uno (Vestas V117). El Parque Eólico del Bicentenario II tiene una potencia de 25,2 MW y la energía generada se encuentra comprometida a través de dos PPA privados (dentro del marco legal conocido como MATER) denominados en Dólares de los Estados Unidos de América que finalizan en el año 2035, el principal con ACINDAR (aproximadamente 18 MW) y otro con PCR, para autoabastecer nuestra fábrica de cemento (aproximadamente 7,2 MW). Adicionalmente y a los efectos de maximizar los ingresos por ventas de energía se han cerrado otros contratos, con las firmas Minas Argentinas S.A., Rigolleau S.A. y Cattorini Hnos. S.A.I.C.F. e I., con un precio en U\$S/MWh mayor a los precios acordados con ACINDAR y PCR. Esta estrategia optimiza la venta de energía, de forma tal de evitar excedentes de producción que al no ser tomados por los contratos de largo plazo deban ser vendidos al mercado spot a precios sensiblemente inferiores a los pactados. La inversión total fue de U\$S22 millones, excluyendo el IVA. El parque eólico cuenta con habilitación comercial desde abril de 2019.

Durante el año 2023, la producción del parque eólico fue de 119,6 GWh.

Parque Eólico San Jorge y El Mataco - subsidiaria Luz de Tres Picos S.A.

Luego de las rondas 1.0 y 1.5 del Programa RenovAR, el ex Ministerio de Energía y Minería lanzó la ronda 2.0 dentro del marco del mencionado programa. Con el objetivo de seguir creciendo en el negocio de las energías renovables, la Compañía presentó ofertas por varios proyectos en dicha licitación y, finalmente, en diciembre de 2017, por medio de la Resolución N° 488-E/2017 del MEyM, resultó adjudicataria de dos contratos de venta de energía (PPA) por 100 MW cada uno a 20 años de plazo con CAMMESA por el total de la energía producida, nominado en Dólares de los Estados Unidos de América, cuyo valor de inicio es 40,27U\$S/MWh, ajustado de acuerdo a lo indicado en dicho programa. Estos proyectos eólicos se denominan Parque Eólico El Mataco ("**Parque Eólico Mataco**") y Parque Eólico San Jorge ("**Parque Eólico San Jorge**"). Ambos proyectos fueron posteriormente unificados como un único proyecto denominado Parque Eólico San Jorge-El Mataco con una potencia total de 203,4 MW. Este proyecto ha sido desarrollado por Luz de Tres Picos S.A., subsidiaria de la Compañía, y se ubica en la localidad de Tornquist, Provincia de Buenos Aires. El proyecto consta de 51 aerogeneradores, para el cual se han seleccionado aerogeneradores Vestas con 136 metros de diámetro de rotor (Vestas V136), 24 de los cuales contarán con 4,2 MW de potencia y con una altura de buje de 130 metros y otros 27 tendrán una potencia de 3,8 MW y una altura de buje de 126 metros. El plazo de construcción contractual previsto en el PPA con CAMMESA vence a los 730 días contados a partir de la obtención de la garantía del banco mundial, esto es, en enero de 2021. La inversión total ejecutada para ambos Parques Eólicos asciende aproximadamente a U\$S 260 millones (excluyendo el IVA).

El 26 de junio de 2020 se finalizó el proceso de montaje de los 51 aerogeneradores del Parque Eólico SJM y, el 9 de julio de 2020, se obtuvo la habilitación comercial por lo que, a partir de esa fecha, el parque eólico se encuentra despachando energía según los términos del PPA. El parque eólico fue terminado acorde a los costos y tiempos previstos.

Durante el año 2023, la producción del parque eólico fue de 907,7 GWh.

Parque Eólico El Mataco III – subsidiaria Luz de Tres Picos S.A.

Se encuentra ubicado en la localidad de Tornquist, provincia de Buenos Aires y cuenta con una capacidad instalada de 36 MW, generados a través de 8 aerogeneradores VESTAS V150, con 130 metros de diámetro de rotor, con una potencia de 4,5 MW. El 18 de julio de 2023, obtuvo la habilitación comercial. Este parque, es una ampliación del Parque Eólico SJM, con lo cual goza de los mismos beneficios del recurso eólico que aquel, con factores de carga que superan el 50%.

El Parque Eólico El Mataco III cuenta con una prioridad de despacho de 14 MW, asignada en el marco de la Resolución MEyM N° 281/17 y normas complementarias que regulan el mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable (MATER).

La inversión fue de aproximadamente U\$S 68,1 millones (excluyendo el Impuesto al Valor Agregado) y fue financiada mediante la emisión de las Obligaciones Negociables clase 2, 3 y 4 de Luz de Tres Picos.

Durante 2023, la producción del parque eólico fue de 92,9 GWh. La generada es vendida en el MATER a compañías de primera línea. Para mayor información, véase el apartado “Principales PPAs firmados” del presente Prospecto.

Parque Eólico Vivoratá - subsidiaria Luz de Tres Picos S.A.

Está ubicado en la localidad de Vivoratá, Partido de Mar Chiquita, Provincia de Buenos Aires y cuenta con una capacidad instalada de 49,5 MW, generados a través de 11 aerogeneradores VESTAS V150, con 130 metros de diámetro de rotor, con una potencia de 4,5 MW. El 13 de octubre de 2023 obtuvo la habilitación comercial. Posee un excelente recurso eólico, con factores de carga que superan el 50%.

El Parque Eólico Vivoratá cuenta con una prioridad de despacho de 31,2 MW, asignada en el marco de la Resolución MEyM N° 281/17 y normas complementarias que regulan el mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable (MATER) y 18,3 MW, asignados en el marco de la Resolución Ref. “A”, la otorga prioridad del despacho del 92% de la energía generada en el parque.

La inversión total aproximada fue de U\$S 91,8 millones (excluyendo el Impuesto al Valor Agregado) y fue financiada mediante la emisión de las Obligaciones Negociables clase 2, 3 y 4 de Luz de Tres Picos.

Durante 2023, la producción del parque eólico fue de 58,1 GWh. La generada es vendida en el MATER a compañías de primera línea. Para mayor información, véase el apartado “Principales PPAs firmados” del presente Prospecto.

Parque Eólico San Luis Norte – subsidiaria Generación Eléctrica Argentina Renovable I S.A. (GEAR I)

Está ubicado en cercanías de la ciudad de San Luis, Provincia de San Luis y cuenta con una capacidad instalada de 112,5 MW, generados a través de 25 aerogeneradores VESTAS V150, con 130 metros de diámetro de rotor, con una potencia de 4,5 MW. El 23 de diciembre de 2023 obtuvo la habilitación comercial. Posee un buen recurso eólico, con factores de carga que superan el 40%.

El Parque Eólico San Luis Norte cuenta con una prioridad de despacho de 111 MW, asignada en el marco de la Resolución MEyM N° 281/17 y normas complementarias que regulan el mercado a término de energía eléctrica de fuente renovable (MATER).

Con fecha 11 de marzo de 2022, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes que se cumplieron el 31 de marzo de 2022, la Compañía (por sí y a través de ciertas subsidiarias del grupo PCR) se asoció con Acindar Industria Argentina de Aceros S.A. (“Acindar”), para la construcción y posterior operación de este parque eólico, que además cuenta con la posibilidad de adicionar 10 MW de energía solar. La inversión total del parque eólico fue de aproximadamente U\$S 128 millones (excluyendo el Impuesto al Valor Agregado), la cual fue financiada en función de las participaciones accionarias vigentes entre las partes: 49% Acindar y 51% PCR (directa e indirectamente).

Adicionalmente, Acindar y PCR han suscripto con GEAR I sendos contratos de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables, mediante los cuales se comprometen a adquirir el 100% de la generación futura del PESLN, una vez que el mismo fuera habilitado comercialmente y se encuentre en operación y por un plazo de 30 años desde dicha fecha. En línea con lo expresado hasta aquí, PCR y GEAR I también suscribieron un contrato de gerenciamiento, mediante el cual PCR proveerá ciertos servicios relativos al gerenciamiento del proyecto PESLN, incluyendo servicios profesionales vinculados al diseño, construcción, montaje, desarrollo, gestión, operación, mantenimiento y gestión de proyectos de generación de energía por medio de fuentes renovables.

La inversión total aproximada fue de U\$S 191 millones (excluyendo el Impuesto al Valor Agregado).

Durante 2023, la producción del parque eólico fue de 47,9 GWh.

Nuevos Proyectos en Desarrollo (los "Proyectos en Desarrollo")

PCR, a través de sus subsidiarias, cuenta con importantes proyectos en etapa de desarrollo:

- Parque Eólico La Escondida, ubicado en la localidad de Vieytes (Provincia de Buenos Aires), el cual cuenta con 110 MW de prioridad de despacho asignada por CAMMESA.
- Cuatro (4) parques eólicos ubicados en la Provincia de Buenos Aires, los cuales cuentan con 440 MW de prioridad de despacho asignada en su conjunto en el marco del Anexo 2 de la Res. SE N° 360/23, sujetos a la realización de la subsidiaria adjudicada, de ciertas obras de ampliación en la capacidad del sistema de transporte.

Principales PPAs firmados

A continuación, se detallan los clientes principales del negocio de venta de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, señalándose que en el caso de CAMMESA los PPAs se firmaron en el marco del Programa RENOVAR, mientras que los restantes corresponden a PPAs privados firmados conforme la prioridad de despacho para MATER.

Cliente	Parque del cual se provee la energía	MW/h Anual comprometido	Fecha de inicio de compromiso de entrega vigente	Plazo (años)
CAMMESA	PEBSA I	447.300	mar-19	20
CAMMESA	SAN JORGE Y EL MATACO	946.900	jul-20	20
Acindar	PEBSA II	86.000	may-19	15
Quitral	PEBSA II	3.000	may-24	1
Cattorini	PEBSA II	15.800	may-24	5
Rigolleau	PEBSA II	20.200	may-24	5
Acindar	Mataco III - Vivoratá	91.000	feb-24	30
Pbb Polisor SRL (Dow)	Mataco III - Vivoratá	80.000	feb-24	5
Air Liquide	Mataco III - Vivoratá	68.240	feb-24	7
Papel Prensa	Mataco III - Vivoratá	49.800	ene-24	5
Rayen Cura	Mataco III - Vivoratá	30.000	feb-24	5
Arcos Dorados	Mataco III - Vivoratá	12.000	feb-24	5
Amcor Rigid Packaging Argentina S.A.	Mataco III - Vivoratá	10.000	nov-23	5
Glaxosmithkline Argentina S.A.	Mataco III - Vivoratá	8.661	feb-24	5
Banco Galicia	Mataco III - Vivoratá	9.900	feb-24	10
San Miguel	Mataco III - Vivoratá	7.500	Sep-23	5
President Petroleum	Mataco III - Vivoratá	5.000	feb-24	5
HSBC	Mataco III - Vivoratá	2.000	feb-24	5

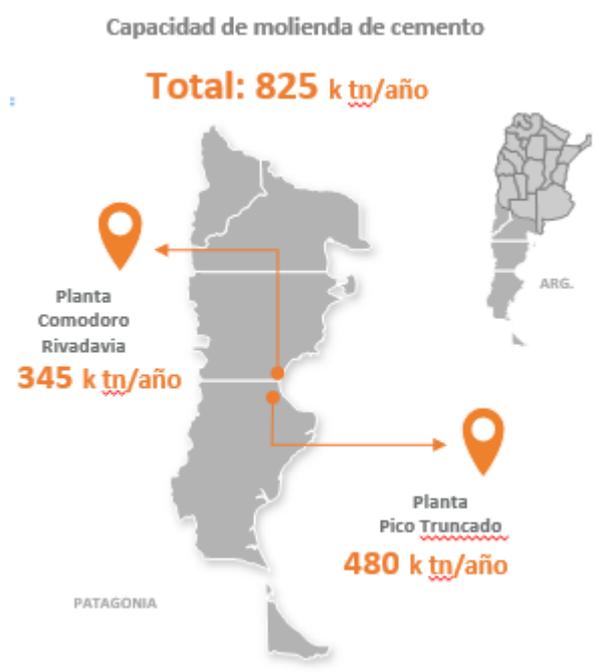
Cliente	Parque del cual se provee la energía	MW/h Anual comprometido	Fecha de inicio de compromiso de entrega vigente	Plazo (años)
BBVA	Mataco III - Vivoratá	2.135	nov-23	5
Scania	Mataco III - Vivoratá	2.108	feb-24	3
Acindar	GEAR	276.119	ene-24	30
PCR	GEAR	58.681	ene-24	30
Papel Prensa	GEAR	41.200	ene-24	5
Pbb Polisor SRL (Dow)	GEAR	15.000	abr-24	5
Bridgestone	GEAR	30.000	abr-24	5

División Cemento

En la Patagonia Argentina, PCR ha logrado una participación de aproximadamente el 45,2% y 44,9% en los años 2022 y 2021 respectivamente. En atención a la que la AFCP no realiza más publicaciones por apertura por provincia con una antigüedad menor a 12 meses, no resulta posible calcular la participación de mercado para 2023, siendo que el último dato disponible data de marzo 2024. Adicionalmente, PCR ha logrado una participación de aproximadamente el 3,7%, 3,6% y 3,8% en los años 2023, 2022 y 2021 respectivamente en el mercado de cemento en Argentina.

Téngase presente que todos los datos antes mencionados surgen de estudios de mercado realizados por la propia Sociedad, basados en información pública de la AFCP y fuentes internas. Para más información véase “*Información sobre la Emisora – División cemento*”.

Los siguientes cuadros muestran la ubicación de los activos clave de la Compañía:



PCR es la productora líder de cemento en la Patagonia Argentina y cuenta con dos plantas de fabricación de cemento, la más antigua, localizada en Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, con una capacidad de molienda de 345.000 toneladas por año y, la más moderna es la Planta de Pico Truncado inaugurada en el año 2008, localizada en Pico Truncado, provincia de Santa Cruz, con una capacidad de molienda de 490.000 toneladas por año. Al 31 de diciembre de

2023, la capacidad productiva combinada de cemento de ambas plantas fue de 825.000 toneladas por año. En la Patagonia Argentina, PCR ha logrado una participación de aproximadamente el 45,2%, 44,9% y 43,7% en los años 2022, 2021 y 2020. En atención a la que la AFCP no realiza más publicaciones por apertura por provincia con una antigüedad menor a 12 meses, no resulta posible calcular la participación de mercado para 2023, siendo que el último dato disponible data de marzo 2022. Adicionalmente, PCR ha logrado una participación de aproximadamente el 3,7%, 3,6% y 3,8% en los años 2023, 2022 y 2021, respectivamente, en el mercado de cemento en Argentina. Téngase presente que todos los datos antes mencionados surgen de estudios de mercado realizados por la propia Sociedad, basados en información pública de la AFCP y fuentes internas.

Productos

La Compañía produce y comercializa cemento para 2 grandes rubros: (i) cemento Portland destinado a la construcción (5 tipos); y (ii) cemento Portland clases "G" y "H" según API para su uso en la industria del petróleo. La Compañía comercializa los cementos Portland bajo la marca "Comodoro". La Planta de Comodoro está certificada por el API para la producción de cemento clases "G" y "H", este último se utiliza para perforaciones profundas. Asimismo, la Compañía se dedica a la producción de los siguientes productos complementarios: (i) productos premoldeados de hormigón, incluyendo bloques, ladrillos, adoquines y placas para revestimientos y elementos para contención de suelos (los "Productos Premoldeados") para abastecer al mercado de la Patagonia Argentina y (ii) morteros secos para la construcción (mezclas adhesivas y otras), y (iii) viguetas pretensadas para techos (los "Productos Pretensados").

El cemento Portland, en sus diferentes tipos, destinado a la construcción cumple con las normas argentinas IRAM 50000 y 50001, equivalentes a las principales normas internacionales en materia de los estándares de calidad. Asimismo, la Compañía cumple con las siguientes normas internacionales "API Spec. 10 A-HSR" otorgada por API para el uso en sus cementos destinados a la industria petrolera, y Normas ISO 9001:2015, certificadas por *Det Norske Veritas Quality System Certificate*, para su sistema de aseguramiento de calidad. El API le ha autorizado a PCR a aplicar su monograma a las clases "G" y "H" de cemento en las categorías de máxima resistencia a los sulfatos, asegurando de este modo mayor durabilidad de los pozos ante los suelos y aguas agresivas.

El cemento utilizado para cementación de pozos de petróleo es básicamente una mezcla de silicatos y aluminatos de calcio, conteniendo además sulfato de calcio como adición durante la molienda. Se emplea para formar un anillo de cemento entre la pared de la formación y las tuberías, de esta manera se aísla la zona productora de petróleo de las demás capas. De acuerdo con la profundidad y características del pozo, las compañías cementadoras utilizan aditivos para adaptarse a las distintas condiciones reinantes en las locaciones. Con los aditivos se busca modificar el fraguado, variar la densidad de la mezcla (*slurry*), o establecer determinadas propiedades reológicas (viscosidad, índice de fluidez, entre otras). Los cementos base para lograr esta performance se tipifican de acuerdo a la clase, la cual es una indicación del uso y al grado, resistencia a los ataques químicos, etc. El cemento más utilizado en el mundo para lograr el desempeño mencionado es el tipificado por API como Clase G, Grade HSR. Los requisitos y características de dicha clase se establecen en: API Specification 10 A, twenty-fifth edition, March 2019.

A continuación, se incluye una tabla que describe la producción de cemento, Premoldeados y morteros de la Compañía durante los ejercicios indicados:

PRODUCCIÓN	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(cifras en toneladas, salvo por las correspondientes a Premoldeados)		
Cemento para construcción	331.591	419.392	411.239
Cemento para pozos petroleros	72.274	56.500	46.342
Total de cemento	403.865	475.892	457.581
Morteros	6.525	5.558	5.672
Premoldeados (en m³)	19.414	19.922	20.191

Instalaciones Productivas

A la fecha de este Prospecto, las actividades de la División Cemento son llevadas a cabo en la planta ubicada en la Ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut (la "Planta de Comodoro"), certificada por API para la producción de cemento clases "G" y "H", y en la Planta de Pico Truncado.

Al 31 de diciembre de 2023, la capacidad productiva actual combinada de cemento de ambas plantas era de 825.000 toneladas por año. A la fecha de este Prospecto, el total de la producción de Clinker de la Compañía proviene de la Planta de Pico Truncado, mientras que aproximadamente el 82% del cemento de PCR se produce en la Planta de Pico de Truncado y el 18% restante en la Planta Comodoro, incluyendo toda la producción de cemento para su uso en la construcción y la industria del petróleo.

Planta de Comodoro

La Planta de Comodoro comenzó a funcionar en 1952 con una capacidad de producción de cemento de 160.000 toneladas por año. Desde su privatización en el año 1978, la Compañía ha modernizado y expandido las instalaciones, obteniendo como resultado un incremento sustancial en la capacidad de producción. A la fecha de este Prospecto, la Planta de Comodoro tiene una capacidad de molienda de cemento nominal de aproximadamente 345.000 toneladas por año. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Planta de Comodoro produjo un total de 72.274 toneladas de cemento. En esta planta se realizan exclusivamente actividades de producción y despacho de cemento utilizando el Clinker producido en la Planta de Pico Truncado. Debido al equipamiento de tecnología avanzada que posee la Compañía, ésta produce todo el Clinker que utiliza, en la Plata de Pico Truncado, permitiendo un uso de energía más eficiente.

Planta de Pico Truncado

A los efectos de incrementar su capacidad productiva, en septiembre de 2005, la Compañía comenzó la construcción de la Planta de Pico Truncado, ubicada a aproximadamente 150 Km al sur de la Planta de Comodoro. La Planta de Pico Truncado comenzó a producir en 2008 y al 31 de diciembre de 2023, tenía una capacidad de molienda efectiva de cemento de aproximadamente 480.000 toneladas por año y una capacidad nominal instalada de producción de Clinker de 600.000 toneladas por año (que representan 825.000 toneladas de cemento ya que el cemento utiliza aproximadamente 80% de Clinker). La Planta de Pico Truncado fue diseñada para permitir en un futuro incrementar, a bajo costo, la capacidad de producción de Clinker, llevándola a 1,2 millones de toneladas, lo que representa 1,5 millones de toneladas de Cemento. La producción de la Planta de Pico Truncado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de 331.591 toneladas de cemento y de 385.093 toneladas de Clinker.

Junto al incremento de la capacidad de producción de cemento, la Planta de Pico Truncado mejoró las eficiencias operativas de sus actividades de cemento, principalmente, empleando procesos de producción en seco, más eficientes que la producción mojada que fuera utilizada anteriormente en la Planta de Comodoro, especialmente en cuanto al consumo de combustible. En consecuencia, la Planta de Pico Truncado ha mejorado significativamente la eficiencia en las operaciones de cemento de la Compañía.

La Planta de Pico Truncado incluye un rollo machacador, un *raw storage* (almacenamiento en crudo), un molino de refinamiento de 160 toneladas de capacidad, un silo para materias primas de 6.000 metros cúbicos de capacidad, un horno rotatorio de 2.250 toneladas de Clinker por día, un depósito de almacenamiento de Clinker, un molino de cemento con capacidad de procesar 63 toneladas por hora, un silo dividido en cuatro compartimentos con capacidad de almacenar 2.000 toneladas cada uno, un roto-paker y una paletizadora.

Planta de Productos Premoldeados

A fines del 1998, la Compañía comenzó a producir y comercializar los Productos Premoldeados para abastecer el mercado patagónico, instalando la Planta de Premoldeados en la ciudad de Comodoro Rivadavia. En 2018 comenzó a funcionar la nueva planta de bloques y adoquines (vibro prensados) lo que permitió un incremento de la capacidad de producción del 100% y un incremento en la productividad laboral (por el avance tecnológico) del 50%. En 2018 también comenzó a funcionar la nueva planta de viguetas pretensadas incorporando una nueva línea de productos premoldeados.

La nueva fábrica de bloques y adoquines de hormigón se encuentra dentro de la Planta de Comodoro. El equipo de la planta ha sido importado de Francia y producido por Quadra, una de las compañías líderes en este tipo de equipamiento. La capacidad nominal del nuevo equipo Quadra es de 540.000 unidades por mes, considerando el bloque B20, en un turno diario de ocho (8) horas. Con el nuevo equipo, la capacidad de la planta se incrementó en 100% en comparación con la capacidad anterior. La planta se terminó a principios de 2018 y se puso en marcha durante el primer semestre de 2018.

Fábrica de viguetas pretensada

La Compañía ha emprendido un proyecto de producción de viguetas pretensadas. La planta de viguetas se encuentra junto a la nueva planta de bloques y adoquines de hormigón y utiliza la misma unidad de recolección y dosificación de agregados. La planta está equipada con tecnología italiana, siendo Nordimpianti el proveedor de equipos de la Compañía. La planta consta de un cobertizo de 150 metros de largo por 22 metros de ancho, con 10 pistas de 12 viguetas cada una y 2 puentes grúa de 10 toneladas de capacidad cada una. La capacidad de producción nominal de la fábrica de viguetas es de 140.000 metros lineales por mes. La planta comenzó a funcionar en el segundo semestre de 2018. En el año 2023, la producción anual fue de 874.247 metros lineales.

Ubicación de las plantas

El siguiente mapa indica la ubicación de las instalaciones de las plantas de cemento en Argentina y de las plantas de cemento de algunos de los competidores de la Compañía.



Fuente: www.afcp.org.arg

Proceso Productivo

El proceso de producción de cemento comprende 4 etapas principales: la extracción y trituración de materias primas, la preparación del crudo, la elaboración del "Clinker" o "clinkerización" y la molienda de cemento.

Las principales materias primas necesarias para el proceso de producción de cemento son caliza, arena o sílice, puzolana y yeso (ver "– Materias Primas y Fuentes de Energía"). Excepto el yeso, las materias primas utilizadas por la Sociedad, son procesadas conjuntamente y en las proporciones adecuadas en molino vertical para producir Clinker, obteniéndose un producto finamente dividido, denominado "crudo". Este crudo, acondicionado mediante mezcla y homogeneización, es procesado en hornos rotativos obteniéndose el "Clinker". Hay dos procesos posibles de "clinkerización": el seco y el mojado. En el caso del proceso seco, no se le agrega agua a la molienda. La Compañía actualmente utiliza el proceso seco en la Planta de Pico Truncado, mientras que, a la fecha del presente Prospecto, la Planta de Comodoro no se encuentra produciendo Clinker

El proceso de "clinkerización" se logra en el interior de los hornos pasando el crudo por etapas de secado, decarbonatación y cocción a alta temperatura. A la salida del horno, el "Clinker" ingresa en un enfriador y posteriormente es almacenado en depósitos.

La última etapa del proceso consiste en la molienda de cemento. En esta operación se muelen conjuntamente y en proporciones adecuadas, en un molino a bolas de circuito cerrado, el "Clinker" y el yeso (en todos los tipos de cemento),

la puzolana (en el cemento puzolánico) y otras adiciones (en el cemento de albañilería).

El cemento así producido es almacenado en silos y posteriormente despachado al mercado en tres variantes: a granel, en bolsas de 25 y de 50 kilogramos y en bolsones de 1.750 kilogramos (*big bags*).

Materias Primas y Fuentes de Energía

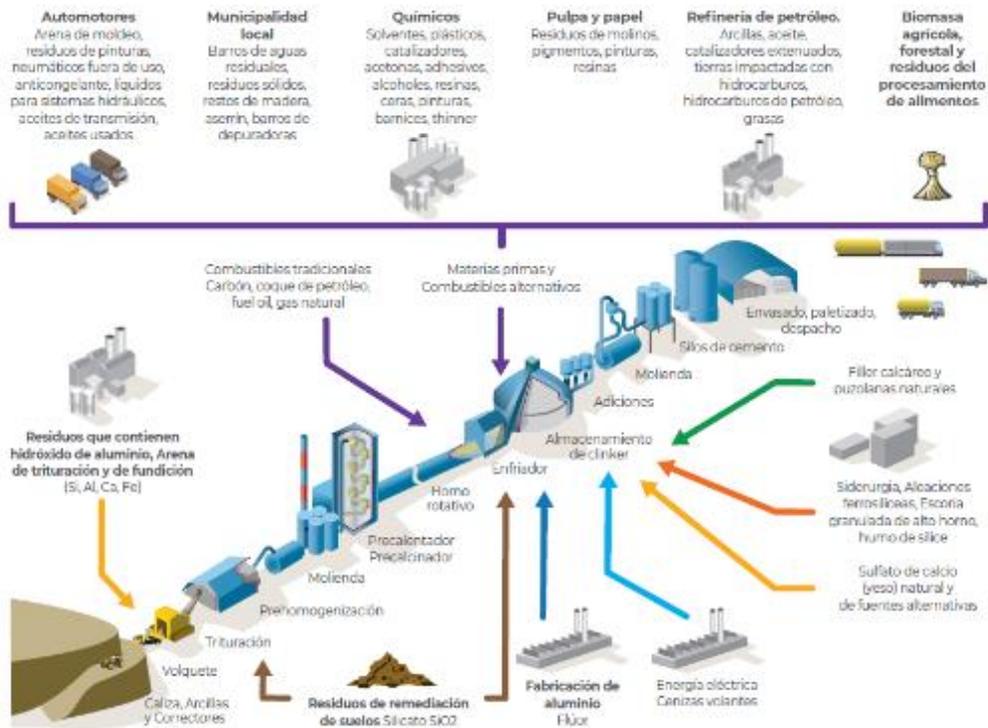
Las principales materias primas necesarias para el proceso de producción de cemento son caliza, arena o sílice, puzolana y yeso. PCR obtiene las materias primas necesarias para la producción de cemento de canteras en la Planta de Comodoro ubicadas en la provincia del Chubut y Santa Cruz, todas ellas de propiedad de la Compañía, que se encuentran a una distancia de aproximadamente 140 Km (en el caso de las canteras yeso) y a una distancia de 15 Km (en el caso de la cantera de puzolana) de la Planta de Comodoro. Las materias primas utilizadas en la Planta de Pico Truncado proceden de una cantera de piedra caliza, arcilla y puzolana ubicada a 21 km de dicha instalación. Las canteras pertenecen a Cementera Pico Truncado S.A. (una sociedad de la provincia de Santa Cruz), con la que PCR ha suscripto un contrato de usufructo por el término de 40 años contados a partir del 28 de febrero de 2005. Las canteras de arena sílice se encuentran a 140 km de la Planta Pico Truncado, la cantera de yeso está a 350 km de la Planta de Pico Truncado y la cantera magnetita está a 750 km de la Planta de Pico Truncado.

Parte de dicha materia prima se obtiene mediante voladuras con explosivos y otras mediante remoción. Luego de la extracción, los materiales son sometidos, según su tamaño, a procesos de trituración primaria y/o secundaria (en el caso de caliza, yeso y puzolana) o son utilizados en el proceso siguiente sin necesidad de reducción (en el caso de arena silícea y óxido de hierro).

Asimismo, el óxido de hierro o magnetita requerido para el proceso de producción de las plantas de la Compañía es producido por Minera Sierra Grande S.A. El stock de óxido de hierro preconcentrado de propiedad de PCR es de aproximadamente 25.000 toneladas al 31 de diciembre de 2023, lo que sería suficiente para aproximadamente veinticuatro meses de producción de Clinker a los niveles de producción de actuales.

La siguiente tabla muestra las reservas estimadas de caliza, arena, puzolana y yeso de la Compañía, y la vida útil estimada para la producción promedio actual al 31 de diciembre de 2023. Estas reservas han sido calculadas por técnicos de la Compañía y aún no han sido certificadas por terceros. Existen numerosas incertidumbres relacionadas con la cantidad de reservas y las proyecciones de potenciales tasas de producción futura de minerales, incluyendo ciertos factores que están fuera del control de la Compañía. La Compañía no puede asegurar que sus estimaciones de reservas minerales no difieran sustancialmente con las cantidades de minerales que sean efectivamente recuperadas, y las fluctuaciones en el precio de mercado y cambios en los costos operativos y de capital pueden tornar algunas reservas de piedra caliza o depósitos de minerales no económicamente viables para explotación. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades del Cemento y su Industria – Las incertidumbres sobre las estimaciones del volumen y calidad de las reservas de minerales y piedra caliza de la Compañía podrían afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones”.

USO DE RECURSOS TRADICIONALES Y ALTERNATIVOS EN EL PROCESO DE FABRICACIÓN



Fuente: AFCP

Reservas de Materias Primas al 31 de diciembre de 2023

Yacimiento	Titular de la Concesión	Plantas que abastecen	Consumo de materias primas (tn/tn de clínker)	Producción anual de clínker (tn)	Tn por tn de cemento	Producción anual de cemento (tn)	Consumo anual (tn)	Extracción al 31/12/23 (tn)	Reservas comprobadas al 31/12/23 (tn)	Reservas (años)	Reservas probables al 31/12/23 (tn)	Reservas Probables (años)
Caliza Pico Truncado	Cementera Pico Truncado	Planta Pico Truncado	1,473	600.000	0,065	750.000	932.550	556.233	34.149.431	36,6	33.070.639	35,5
Arcilla Pico Truncado	Cementera Pico Truncado	Planta Pico Truncado	0,189	600.000			113.400	31.438	2.493.861	22,0	4.307.589	38,0
Arena Silíceo Colhue Huapi	PCR	Planta Pico Truncado	0,031	600.000			18.600	19.767	44.115	2,4	18.644	1,0
Arena Silíceo La Soledad	Privada	Planta Pico Truncado	0,031	600.000			18.600		1.201.403	64,6	-	-
Magnetita Sierra	Minera Sierra Grande	Planta Pico Truncado	0,018	600.000			10.800	8.405	Se adquieren partidas periódicas			
Yeso San Julián (1)	Privada	Planta Pico Truncado	0,008	600.000	0,05	300.000	19.800	3.223	1.618	0,1	2.000.000	101,0
Yeso Cerro Tacho (1)	PCR	Planta Comodoro Rivadavia			0,05	450.000	22.500	24.849	3.538.109	157,2	-	-
Puzolana La Caleta	PCR	Planta Pico Truncado			0,08	325.000	26.000		3.028	0,1	1.000.000	38,5
Puzolana Solano Sur	Bahía Solano S.A.	Planta Pico Truncado			0,08	325.000	26.000	7.919	1.135.757	43,7		
Puzolana Pico Truncado	Cementera Pico Truncado	Planta Pico Truncado			0,08	425.000	34.000	48.369	86.251	2,5	-	-

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Caliza Tetas de Pineda	PCR	Planta Pico Truncado						6.145	22.952.828		2.762.500	-
------------------------	-----	----------------------	--	--	--	--	--	-------	------------	--	-----------	---

(1) Los dueños de Bahía Solano S.A. son las familias Brandi y Cavallo.

Estudios de Reservas

Caliza Pico Truncado: Reservas comprobadas según estudios del SEGEMAR, abril 2003 y PCR, Informe de A. T. N° 16 de setiembre 2009. Las reservas probables de caliza se estimaron considerando el 50% de las reservas calculadas a partir de los sondeos TP-11, TP-12_TP-13 y TP-14, del antiguo estudio de Cementera Santa Cruz S. A., julio 1980.

Arcilla Pico Truncado: Reservas comprobadas según estudio del SEGEMAR, octubre 2007. Las reservas probables de arcilla se calcularon proyectando los datos del estudio del Segemar al resto de la superficie de caliza estudiada.

Arena Silícea Colhue Huapi: Reservas comprobadas según estudio de PCR, Informe de A. T. N° 75 de diciembre 2012.

Arena Silícea La Soledad: Reservas comprobadas según estudio de PCR, Informe de A. T. N° 45 de marzo 2011.

Magnetita Sierra Grande: MCC produce en forma permanente alrededor de 50.000 toneladas mensuales de magnetita concentrada para exportación.

Yeso San Julián: Reservas comprobadas e inferidas según la Dirección General de Minería Santa Cruz, marzo 1984.

Yeso Cerro Tacho: Reservas comprobadas según estudio de PCR, Informe de A. T. N° 32 de mayo 2010.

Puzolana La Caleta: Reserva estimada en La Caleta en función de la superficie del predio y las posibilidades de establecer un piso no anegable por lluvias. Reserva estimada en "Lote 2" de PCR: 1.000.000 tn. En mayo de 2017 se comenzó la explotación de la Cantera "Lote 2" En Bahía Solano.

Puzolana Pico Truncado: Estudio de reservas programado para febrero de 2013.

Caliza Tetas de Pineda: Reservas comprobadas y probables según estudios de PCR, noviembre de 1995 y julio de 1998.

Puzolana Solano Sur: Reservas Auditadas por el Geólogo Rufino Sanchez.

Las principales fuentes de energía para la producción cementera de la Compañía son el gas natural y la electricidad. La Planta de Pico Truncado usa un método de molienda en seco, el que reduce el consumo de gas natural.

A la fecha de este Prospecto, la totalidad del gas natural utilizado en la producción de cemento de la Sociedad es adquirido a terceros. En términos generales, las compras de gas natural a terceros se realizan por un sistema de concurso de precios, adjudicándose al productor más confiable y de menor precio ofrecido, y además tienen un menor costo de transporte, por encontrarse las plantas de PCR ubicadas en las cercanías de los yacimientos de gas de los cuales se abastece. En la actualidad, la totalidad del gas utilizado por PCR es adquirido a Apahie S.R.L. Tanto el transporte como la distribución del gas se encuentran a cargo de Camuzzi Gas del Sur S.A..

La electricidad utilizada por la Compañía en su Planta de Comodoro Rivadavia y Pico Truncado es suministrada, tanto en lo referente a la demanda base como a la demanda excedente, por CAMMESA y por Generación Mediterránea. También es provista por Generación Eléctrica Argentina Renovable I S.A. ("GEAR I"), empresa subsidiaria de PCR, a través del MATER, representando ésta última aproximadamente un 63% de la energía eléctrica que consumen las plantas de cemento de PCR.

Distribución

Los clientes de PCR para la División de Cemento (que incluye Premoldeados, Morteros Secos y Pretensados) consisten principalmente en clientes mayoristas, incluidos corralones o distribuidores, empresas hormigoneras, empresas petroleras, empresas mineras y empresas constructoras. El siguiente cuadro contiene información sobre las ventas de la Compañía por tipo de cliente y por región:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		2022		2021	
	Ventas (miles de tn.)	%	Ventas (miles de tn.)	%	Ventas (miles de tn.)	%
Empresas constructoras	57,81	12,6%	69,62	14,6%	56,05	12,0%
Corralones/ Distribuidores	177,79	38,8%	187,05	39,3%	189,22	40,5%
Hormigoneras/ Premoldeadoras	68,31	15%	76,54	16%	66,77	14%
Compañías de petróleo	64,88	14,1%	56,500	11,9%	44,43	9,5%
Mineras	18,91	4,1%	15,06	3,2%	20,54	4,4%
Otros ⁽¹⁾	19,64	4,2%	14,35	3,0%	16,20	3,5%
Subtotal Argentina	407,34	88,8%	419,22	88,1%	393,21	84,26%
Chile	50,18	10,9%	55,93	11,8%	72,23	15,5%
Paraguay	0	0	-	0	-	0,0%
Bolivia	1,16	0,3%	0,74	0,2%	1,25	0,3%
Subtotal Exportación	51,34	11,2%	56,67	11,9%	73,48	15,74%
Total	458,68	100%	475,892	100,0%	466,69	100%

Fuente: Información interna de PCR

(1) Incluye venta a Organismos Públicos y consumo de la Compañía para sus fábricas de premoldeados, morteros secos y pretensados.

La Emisora vende sus productos de cemento a granel, en bolsas de 25 y de 50 kilogramos, o en bolsones de 1.750 kilogramos (*big bags*). Excepto por las ventas a la provincia de Tierra del Fuego y a Chile, PCR vende el cemento directamente a sus clientes a través de representantes y de sus propias oficinas de venta. La Emisora tiene oficinas comerciales en Comodoro Rivadavia, Provincia del Chubut.

A los fines de la comercialización, la Emisora ha dividido su mercado en la Patagonia Argentina en diferentes regiones:

- la región compuesta por la parte sur de la provincia del Chubut y la Provincia de Santa Cruz es dirigida por la oficina de la Emisora sita en Comodoro Rivadavia; y
- la región compuesta por la parte Norte y Oeste de la provincia del Chubut y la región compuesta por las provincias de Río Negro, Neuquén y Sur de la Provincia de Buenos Aires, son manejadas por agentes comerciales que reportan a la oficina de Comodoro Rivadavia.

El volumen total de cemento destinado a la provincia de Tierra del Fuego y Chile se vende a las subsidiarias de la Compañía Surpat S.A. y Trading Patagonia S.A., respectivamente, que distribuyen este producto a consumidores locales. Para mayor información véase "*Transacciones con Partes Relacionadas*".

Las ventas de cemento de la Emisora se comercian de la siguiente manera: aquellas realizadas a clientes en la Patagonia Argentina, con excepción de la provincia de Tierra del Fuego, se distribuyen por tierra; el cemento destinado a la provincia de Tierra del Fuego y el destinado a Chile, se vende sobre una base FOB y se transporta por vía terrestre o marítima.

El precio facturado del cemento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de U\$S119, al 31 de diciembre de 2022 fue de U\$S 138 y al 31 de diciembre de 2023 fue de U\$S141. Estos precios no incluyen transporte.

Aseguramiento y Control de Calidad

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

La Compañía ha certificado su programa de gestión de acuerdo a ISO 9001:2015 mediante DNV-GL. Los cementos para la construcción están certificados por INTI mediante el Sistema ISO N° 5, mientras que los cementos para pozos de petróleo Clase “G” y “H” están certificados por API. En ambos casos, la certificación se lleva a cabo por medio de auditorías técnicas y de gestión, tanto internas como de tercera parte.

El Sistema de Control de Calidad de la organización establece inspecciones y ensayos en todas las etapas del proceso de fabricación, los cuales son llevados a cabo por personal capacitado cuya competencia ha sido verificada.

Contratos Principales

La siguiente tabla describe aquellos contratos principales vigentes vinculados con el desenvolvimiento del negocio del cemento:

Cocontratante(s)	Objeto	Fecha de celebración/vigencia
Cementera Pico Truncado S.A.	Contrato de Usufructo de Cantera	28 de febrero de 2005 40 años
Rental Patagonia S.A.	Destape de Cantera Pico Truncado	25 de abril de 2022 5 años
Apahie S.R.L.	Servicio de Transporte y Distribución de gas natural para la Planta de Pico Truncado y la Planta de Comodoro.	1 de mayo de 2024 1 año
Generación Eléctrica Argentina Renovable I	Suministro de energía eléctrica, generada a partir de fuentes renovables, para las Plantas de Comodoro y Pico Truncado	Febrero 2024 30 años

Competencia y Ventajas Comparativas

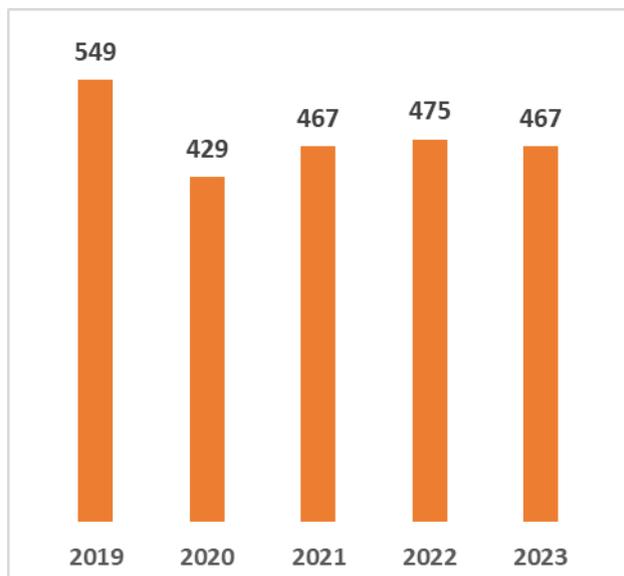
PCR posee una posición geográfica privilegiada en la región de la Patagonia Argentina, en función de la fuerte incidencia del costo del transporte en el precio final del producto. Uno de los competidores de la Compañía, Loma Negra Compañía Industrial Argentina S.A. (“**Loma Negra**”), tiene una planta en el noroeste de la Patagonia Argentina. Además, los competidores de PCR, Loma Negra y Holcim Argentina S.A. (“**Holcim**”), también tienen capacidad para producir cemento para uso petrolero. Entre los factores que afectan la competencia se incluyen la capacidad de producción, la eficiencia, la disponibilidad, la calidad y el costo de las materias primas, mano de obra y energía. En la región sur de Chile, los principales competidores de la Compañía son Cementos Melón (perteneciente al Grupo Empresarial Breca de Perú), Cementos Bío S.A. y Cementos Polpaico, perteneciente al Grupo Empresarial chileno Hurtado-Vicuña, dueños a su vez de la Cementera “Bicentenario”. La unión de estas dos últimas empresas forma la cementera más grande de Chile en la actualidad, siendo que juntas concentran cerca del 40% del mercado chileno. A la fecha de este Prospecto, la Compañía es líder en el mercado del cemento petrolero en Bolivia en términos de volumen vendido. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades del Cemento y su Industria – La Compañía enfrenta intensa competencia en la actividad de cemento”.

La Compañía abona precios inferiores por el transporte de gas que consume en relación a los otros participantes de la industria que no se encuentran ubicados en la Patagonia Argentina. En este sentido, las tarifas de transporte de gas en la Patagonia Argentina son menores a lo largo de todo el año en comparación a otras regiones de Argentina. Esto se debe a la cercanía de la planta de PCR a los yacimientos de gas de los cuales se abastece. Asimismo, por la ubicación geográfica de sus plantas de cemento, PCR se encuentra menos expuesta a eventuales restricciones en la capacidad de transporte de gas.

Asimismo, otra de las ventajas comparativas de PCR es que ésta ha desarrollado una política de ventas basada en el servicio dado a los clientes. Las oficinas comerciales de la Compañía mantienen un contacto directo con los clientes en las distintas zonas del mercado, brindándoles asesoramiento técnico y comercial en forma regular.

Ventas y Principales Clientes del Negocio Cementero

A continuación, se exponen las ventas de cemento de los últimos años (medidas en miles de toneladas):



La siguiente tabla detalla los 10 principales clientes del negocio cementero de la Compañía al 31 de diciembre de 2023.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023			
	Cliente	Industria	Porcentaje respecto del Total de Ventas de Cemento de la Compañía
1	12501307 - CHINA GEZHOUBA-ELECTROING.-HIDROCUYO	Construcción	7,6%
2	12101080 - HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.	Petróleo y Gas	7,6%
3	12101180 - SERVICIOS ESPECIALES SAN ANTONIO S A	Petróleo y Gas	3,4%
4	12501327 - LATITUD 45 PETROLEO Y GAS SA	Petróleo y Gas	3,3%
5	12101558 - MOTTESI MATERIALES S.A.	Venta minorista de materiales de construcción	3,2%
6	12101689 - CALFRAC WELL SERVICES(ARGENTINA) S.A.	Petróleo y Gas	2,8%
7	12301164 - V.S. MATERIALES DE JUAN MOREIRA	Venta minorista de materiales de construcción	2,8%
8	12501279 - OROPLATA SOCIEDAD ANONIMA	Minería	2,5%
9	12301123 - PERREN Y CIA. SOCIEDAD ANONINA	Venta minorista de materiales de construcción	2,4%
10	12101535 - SUR MIX SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMI	Venta minorista de materiales de construcción	2,3%

Fuente: Información interna de PCR

Propiedad Intelectual

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía tenía más de 50 marcas registradas, incluida la marca “Comodoro” bajo la cual comercializa la mayoría de sus productos de cemento. La Compañía no posee ninguna patente, modelo industrial o diseño

registrado.

La Compañía debe renovar estos registros de marca cuando vencen al concluir sus respectivos plazos de vigencia. En virtud de la Ley N° 22.362 de Marcas Comerciales y de Servicios de Argentina, el plazo de duración de una marca registrada es de diez (10) años desde su fecha de emisión, y una marca comercial puede renovarse indefinidamente por igual período en el futuro si, dentro del período de cinco años anterior a dicho vencimiento, la marca se usó en la comercialización de un producto, en la prestación de un servicio o como designación de una actividad. No existen litigios en trámite en relación con cuestiones vinculadas con marcas comerciales registradas a favor de la Compañía.

Seguros

La Compañía mantiene distintos seguros conforme a las prácticas de la industria, incluyendo, pero no limitado a seguro de todo riesgo operativo, de responsabilidad civil y de responsabilidad por daño ambiental. Sin embargo, algunas pérdidas podrían no estar completamente aseguradas. Véase *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con las Actividades de la Compañía – La cobertura parcial de las pólizas de seguro contratadas por la Compañía podría afectar significativamente la posibilidad de cubrir posibles siniestros”*.

Las actividades de extracción de petróleo y gas de la Compañía están aseguradas con un seguro de responsabilidad civil contra terceros por hasta (i) U\$S3,6 millones en el caso de Sosneado, (ii) U\$S3 millones en el caso de El Medanito, y (iii) U\$S 5 millones (en total) en el caso de Jagüel de los Machos, 25 de Mayo – Medanito S.E. y Gobernador Ayala V. La planta de cemento en Pico Truncado está asegurada con un seguro de todo riesgo operativo por U\$S96,7 millones y la Compañía cuenta con un seguro de responsabilidad de terceros para ambas plantas de cemento (Comodoro Rivadavia y Pico Truncado) de hasta U\$S3,6 millones (pero no cuenta con un seguro por pérdida de producción). En cuanto a las actividades de energía renovable de la Compañía, el Parque Eólico del Bicentenario I y II cuenta con un seguro de todo riesgo operativo por hasta U\$S 122,5 millones, pérdida de producción por hasta U\$S 36 millones y responsabilidad civil contra terceros por hasta U\$S 10 millones; el Parque Eólico SJM, cuenta con un seguro de todo riesgo operativo por hasta U\$S 216,2 millones, pérdida de producción por hasta U\$S 47,0 millones y responsabilidad civil contra terceros por hasta U\$S 10 millones; el Parque Eólico Mataco III, cuenta con un seguro de todo riesgo operativo por hasta U\$S 54,8 millones, pérdida de producción por hasta U\$S 8,4 millones y responsabilidad civil contra terceros por hasta U\$S 10 millones; el Parque Eólico Vivotatá, cuenta con un seguro de todo riesgo operativo por hasta U\$S 91,5 millones, pérdida de producción por hasta U\$S 9,2 millones y responsabilidad civil contra terceros por hasta U\$S 10 millones; finalmente, el Parque Eólico San Luis Norte cuenta con un seguro de todo riesgo operativo por hasta U\$S 157,5 millones, pérdida de producción por hasta U\$S 17,7 millones y responsabilidad civil contra terceros por hasta U\$S 10 millones.

La Compañía en general no tiene seguro por pérdida de beneficio, salvo por los parques eólicos. En los últimos años, la Compañía no ha realizado reclamos significativos bajo las políticas de seguro, con excepción de la notificación realizada por su subsidiaria Luz de Tres Picos S.A. por daños en las palas del parque eólico SJM ocurridos entre fines de diciembre de 2023 e inicios del 2024.

FACTORES DE RIESGO

Los inversores deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación, así como también toda la demás información incluida en este Prospecto y los estados financieros de PCR incorporados por referencia al mismo antes de decidir adquirir las Obligaciones Negociables. Estos riesgos no son los únicos que pueden impactar en los negocios de la Compañía. Los negocios y las operaciones de la Compañía también podrían verse afectados por riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente la Compañía no conoce o no considera significativos. Los negocios, los resultados de las operaciones, la situación patrimonial y las perspectivas de la Compañía podrían verse afectados en forma sustancialmente adversa, en caso de producirse cualquiera de dichos riesgos. En ese caso, el precio de mercado de las Obligaciones Negociables podría disminuir y los inversores podrían perder la totalidad o parte de sus inversiones.

Riesgos relacionados con Argentina

Invertir en una economía emergente como la de Argentina conlleva ciertos riesgos inherentes.

La Compañía es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, la mayor parte de sus ingresos se generan en Argentina, y muchas de sus operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina. En consecuencia, su situación patrimonial y los resultados de las operaciones dependen, en gran medida, de la situación macroeconómica, regulatoria, política y financiera imperante en Argentina, incluyendo el crecimiento, los índices de inflación, los tipos de cambio, las tasas de interés y otros hechos y condiciones de carácter local, regional e internacional que puedan afectar a la Argentina de cualquier forma. Las medidas del Gobierno argentino en relación con la economía, incluyendo las decisiones relativas a la inflación, tasas de interés, control de precios, tarifas y otros cargos por servicios públicos, controles cambiarios e impuestos, han tenido y podrían tener en el futuro un efecto adverso significativo sobre las entidades del sector privado, incluyendo a la Sociedad.

En este sentido, invertir en economías emergentes como Argentina, por lo general, trae aparejados ciertos riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social, económica y financiera que puede afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina se ha desatado por muchos factores diferentes, que incluyen los siguientes:

- hechos o factores económicos externos adversos;
- fenómenos climáticos extraordinarios
- déficits fiscales;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- falta de independencia del Banco Central;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- financiamiento monetario del déficit fiscal;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- aumentos salariales y controles de precios;
- escases de divisas
- controles cambiarios y de capital;
- tensiones políticas y malestar social;
- falta de consensos;
- períodos electorales;
- falta de seguridad jurídica;

- debilidad institucional;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central; y
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones.

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

Los cambios políticos y cualquier deterioro macroeconómico significativo en Argentina podrían afectar aún más la vulnerable economía y los sectores en los que la Compañía desarrolla sus actividades.

La economía argentina está sujeta a ciertos riesgos, como una delicada situación fiscal, altas tasas de inflación, interés y de crecimiento del gasto público, volatilidad y caída en los precios de los *commodities*, entre otros. Adicionalmente, el contexto internacional es actualmente menos favorable que años atrás para los países emergentes en general, teniendo en cuenta que la normalización de la economía de Estados Unidos provocó, entre otros factores, la depreciación de las monedas frente al Dólar, la trayectoria descendente de los precios de los *commodities* y la reversión del flujo de capitales que implica una salida neta de economías emergentes hacia economías desarrolladas.

De acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI en el año 2022 se incrementó un 5,2%, que respondió principalmente al aumento de todos los componentes de la demanda (en tanto aumentó el consumo privado un 9,4%, el consumo público un 1,8%, las exportaciones un 5,7%, la formación bruta de capital fijo un 10,9%, cada concepto con respecto al 2021), y con el aumento de casi todos los sectores de la oferta, con excepción de agricultura, ganadería, caza y silvicultura. Sin embargo, a pesar de esta reactivación, el INDEC registró una disminución de un 1,6% interanual del PBI en 2023; a pesar de que el consumo público y privado creció en torno al 1%, dicho incremento no llegó a compensar la fuerte caída en las exportaciones del 6,7% y la disminución en la formación bruta de capital del 1,9%.

La Emisora no puede asegurar que una nueva desaceleración del crecimiento económico o cierta inestabilidad política y económica no produzcan un efecto significativo sobre los negocios, situación patrimonial o resultados de sus operaciones, como también sobre su capacidad de repago de las Obligaciones Negociables. De mantenerse los niveles de inflación actuales podría verse afectada en forma adversa la evolución de la economía argentina y la posición financiera y negocios de la Emisora.

La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor durante el año 2020 fue del 36,1%, durante el año 2021 fue del 50,9%, durante el año 2022 fue del 94,8%, y durante el año 2023 fue del 211,4%, mientras que la inflación mensual para los meses de enero, febrero, marzo, abril y mayo de 2024 fue de 20,6%, 13,2%, 11,0%, 8,8% y 4,2%, respectivamente. Actualmente, los últimos resultados del Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”) publicados por el BCRA el 6 de junio de 2024, indican que los analistas estiman una inflación del 146,4% para el año 2024. Para más información, véase el factor de riesgo “Los niveles de inflación actuales perjudican la capacidad de Argentina de alcanzar un crecimiento económico sostenible”.

De registrarse tasas de inflación altas, las exportaciones argentinas podrían perder competitividad en los mercados internacionales y el consumo privado podría caer, causando un efecto negativo en la actividad económica y el empleo y por lo tanto la situación económica y capacidad de repago de la Emisora. En este sentido, el REM elaborado el 6 de junio de 2024 contempla para 2024 que las exportaciones totalicen valores de U\$S77.904 millones y que las importaciones totalicen valores de U\$S61.517 millones.

Además, los recientes reajustes en las tarifas de los servicios públicos junto con futuros posibles reajustes podrían afectar adversamente la tasa de inflación y, por lo tanto, la economía argentina y la situación económica de la Emisora. El sector de los servicios públicos ha experimentado una fuerte suba en sus precios debido al recorte de subsidios implementados por el Gobierno argentino. Si bien el aumento de tarifas ha sido limitado y condicionado en el pasado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, el mismo podría impactar adversamente en los niveles inflacionarios.

La Emergencia Energética y Tarifaria y las nuevas medidas que implemente el gobierno podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

Mediante el DNU N° 55/2023, publicado en el Boletín Oficial el 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. La emergencia y

sus acciones asociadas tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. El DNU establece que hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria. Por último, mediante el DNU el PEN invitó a las provincias a coordinar con la Secretaría de Energía las acciones de emergencia necesarias para asegurar la prestación de servicios de distribución eléctrica en sus jurisdicciones.

Mediante el DNU N° 70/2023, publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025. El DNU N° 70/2023 establece que el Estado Nacional promoverá y asegurará la vigencia efectiva, en todo el territorio nacional, de un sistema económico basado en decisiones libres, adoptadas en un ámbito de libre competencia, con respeto a la propiedad privada y a los principios constitucionales de libre circulación de bienes, servicios y trabajo. Para cumplir ese fin, se dispondrá la más amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional y quedarán sin efecto todas las restricciones a la oferta de bienes y servicios, así como toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda.

En la actualidad, se desconoce y es imposible predecir las futuras medidas que podrían ser adoptadas por la administración a nivel nacional o provincial en la economía argentina y si éstas influirán en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

Los niveles de inflación actuales perjudican la capacidad de Argentina de alcanzar un crecimiento económico sostenible.

Históricamente, la inflación ha debilitado sustancialmente la economía argentina y la capacidad del Gobierno argentino de generar condiciones que permitan el crecimiento.

En los últimos años, la Argentina ha enfrentado una presión inflacionaria significativa, impulsada por precios de los combustibles, la energía y los alimentos, entre otros factores. A los efectos de medir el aumento generalizado de precios, el INDEC publica el índice de precios al consumidor (el "IPC"). La inflación acumulada a partir del uso del IPC para los años 2021, 2022 y 2023 fue del 50,9%, 94,8% y 211,4%, respectivamente. El índice de inflación publicado por el INDEC para los meses de enero, febrero, marzo, abril y mayo de 2024 fue del 20,6%, 13,2%, 11%, 8,8% y 4,2%, respectivamente. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 6 de junio de 2024, indican que los analistas estiman una inflación del 146,4% para el año 2024.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de empresas locales a créditos nacionales e internacionales. A su vez, una parte de la deuda argentina está ajustada según el Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER"), un índice monetario estrechamente relacionado con la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación ocasionaría un incremento de la deuda externa argentina y, consecuentemente, de las obligaciones financieras del país, lo cual podría exacerbar la presión sobre la economía argentina.

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

Las tasas de inflación podrán continuar siendo altas o aumentar en el futuro y existe incertidumbre sobre los efectos que podrían tener las medidas adoptadas, o que pudiera adoptar en el futuro el Gobierno argentino para controlar la inflación. Si la inflación continúa siendo alta o continúa creciendo, la economía argentina podría continuar viéndose negativamente afectada y nuestros resultados de operaciones se verían significativamente afectados.

En el pasado, algunos agentes económicos nacionales e internacionales han expresado su preocupación sobre la exactitud del IPC informado por el INDEC, así como también sobre otros datos económicos publicados por el INDEC.

Desde 2007, el INDEC, la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que han dado lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo. A pesar de las recientes reformas implementadas por el gobierno del expresidente Macri, la credibilidad del IPC y asimismo de otros índices publicados por el INDEC se ha visto afectada, con argumentos de que el índice de inflación en Argentina y los otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente distintos a los indicados en los informes oficiales.

Los informes publicados por el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) indicaron que su personal utilizó indicadores de inflación alternativos, a los fines de la vigilancia macroeconómica, incluidos los datos producidos por fuentes privadas, las cuales informaron índices de inflación considerablemente más altos que los publicados por el INDEC desde 2007. Conforme lo requiere el Convenio Constitutivo del FMI, el organismo también ha censurado a la Argentina en el pasado por falta de progreso suficiente en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

El 7 de enero de 2016, el gobierno del expresidente Macri declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. Desde la declaración del estado de emergencia, el INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta que hubo completado una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Durante dicho período de reorganización, el INDEC publicó las cifras oficiales emitidas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis a modo de referencia. Cierta información revisada referente al comercio exterior, balanza de pagos y datos del PBI entre los años 2011 a 2015 y el IPC entre mayo y diciembre de 2016 fue publicada por el INDEC luego de la declaración del estado de emergencia administrativa que tuvo lugar el 8 de enero de 2016. El 9 de noviembre de 2016, los Directores Ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

Sin perjuicio de ello, el 5 de abril de 2023 el juez Simon Picken del Tribunal Superior de Londres consideró culpable a la Argentina por haber manipulado las estadísticas oficiales del PBI, y de ese modo evitar pagar interés de títulos públicos emitidos en el año 2005, como canje de los títulos en default en 2001. En este sentido, el juez sentenció que la República Argentina deberá indemnizar por daños y perjuicios a Palladian Partners, HBK Master Fund, Hirsh Group LLC y Virtual Emerald International Limited por 643 millones de euros. A la fecha del presente Prospecto, dicha sentencia no se encuentra firme.

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

Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones.

Las fluctuaciones en el valor del Peso también pueden afectar de manera adversa la economía argentina, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Mientras la mayor parte de la deuda de la Compañía y una parte de sus gastos y costos operativos están denominadas en Dólares de los Estados Unidos de América, sus ingresos se generan principalmente en Pesos. Por lo tanto, la Compañía está expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar, que desde enero de 2002 ha experimentado una variación significativa.

La devaluación del Peso tuvo y puede continuar teniendo un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los de la Compañía, cuyo éxito depende en mayor medida de la demanda del mercado interno, pudiendo asimismo afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación “A” 3500 del Banco Central, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 22,11% en 2021 y 72,39 % en 2022. En 2023, la variación del tipo de cambio del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense, fue del 356,34%. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 6 de junio de

2024, indican que los analistas estiman un tipo de cambio nominal alcanzando la suma de \$1.174,7 por dólar a fines de 2024.

La persistencia de la alta inflación, junto con los controles de cambio formales y “de facto” generaron una importante 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”), llegando el valor de dichas operaciones a superar en más de un 50% al tipo de cambio oficial a la fecha del presente Prospecto. Sumado a los efectos de los controles de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, estos precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina, impidieron las inversiones y generaron estancamiento económico.

Debido a los altos niveles de inflación y la continua devaluación del Peso, el gobierno nacional ha resuelto aumentar periódicamente el monto mínimo no imponible del Impuesto a las Ganancias. A la fecha de este prospecto, el Ministerio de Economía anunció que con vigencia para el primer semestre de 2024 el monto mínimo no imponible será de \$2.340.000 brutos mensuales. El Proyecto de Ley (conforme se define más adelante) prevé como monto mínimo no imponible \$1.800.000 brutos mensuales para los solteros y \$2.400.000 para los casados que tengan dos hijos. Para más información véase la sección “g) Acontecimientos Recientes- Aprobación del Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”.

Una apreciación significativa del Peso respecto del Dólar también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

A partir del 1° de julio de 2018, el Peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Compañía está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida corriente 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 Compañía.

A partir del 1° de julio de 2018, el Peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, lo que obliga a la Compañía a reexpresar sus estados financieros históricos aplicando ajustes por inflación en sus estados financieros, lo que podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial y financiera.

La NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean reexpresados 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 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 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 (el “Decreto 664”) instruía a los entes reguladores, como los Registros Públicos de Comercio, la Inspección General de Justicia (“IGJ”) 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 será imputada de la siguiente forma: 1/6 en ese mismo ejercicio fiscal y los 5/6 restantes en partes iguales durante los siguientes cinco años. A partir del 1° de enero de 2021, el procedimiento de indexación fiscal se imputará en cada año -en forma completa (no en sextos)- cuando se cumplan los estándares fijados por la Ley del Impuesto a las Ganancias.

La Compañía no puede predecir el impacto futuro que tendrá en sus estados financieros la eventual aplicación de la indexación fiscal y los ajustes por inflación relacionados antes detallados, ni los efectos sobre su actividad, resultados de sus operaciones o su situación patrimonial y financiera.

Medidas adoptadas por el Gobierno argentino, así como presiones de sectores sindicales, podrían requerir de aumentos salariales o beneficios adicionales, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de las empresas.

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por leyes específicas como ser la Ley de Contrato de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N°14.250 que, entre otras cosas, establecen cómo llevar a cabo las negociaciones salariales y otros asuntos laborales. Cada sector industrial o comercial está regulado por un convenio colectivo de trabajo que agrupa a las empresas por sector y por gremio. Si bien el proceso de negociación está normalizado, cada cámara de industria o comercio negocia los aumentos salariales y beneficios laborales con el sindicato pertinente del sector correspondiente.

Asimismo, cada empresa puede, independientemente de los aumentos salariales obligatorios dispuestos por negociación colectiva, otorgar a sus empleados aumentos adicionales de acuerdo con su mérito o a un esquema salarial variable.

Los empleadores del sector público y privado de Argentina, producto de la inflación registrada durante los últimos períodos, han estado sujetos a constantes reclamos de actualización salarial por parte de sus trabajadores y de los sindicatos que los representan, para obtener aumentos en los salarios y beneficios, con el fin de intentar paliar la pérdida del poder adquisitivo del salario. En el marco de esta circunstancia el gobierno ha efectuado periódicos aumentos del salario mínimo, vital y móvil (“SMVM”). En este sentido, al mes de diciembre de 2023 el SMVM ascendía a AR\$156.000, disponiéndose de un incremento del 15,38% a febrero de 2024 (i.e., AR\$180.000) y del 12,67% al mes de marzo de 2024 (i.e., AR\$202.800) previéndose futuros incrementos para los meses futuros del año.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que determinen subas salariales o beneficios adicionales para los trabajadores, y los trabajadores y sus sindicatos pueden ejercer presión en demanda de dichas medidas. Toda suba salarial o beneficio adicional podría derivar en un aumento de los costos y una disminución de los resultados de las operaciones de las empresas argentinas, incluidas las de la Emisora.

Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

El 1 de septiembre de 2019, el Gobierno argentino dictó el Decreto N° 609/2019 (con sus modificaciones) que, entre otras cuestiones, restableció ciertas restricciones cambiarias, la mayoría de las cuales habían sido progresivamente dejadas sin efecto a partir de 2015. El Decreto N° 609/2019 fue posteriormente reglamentado, modificado y complementado a través de diversas reglamentaciones dictadas por el BCRA (incluyendo, sin limitación, la Comunicación “A” 8035, según fuera posteriormente modificada, complementada y reformulada).

Desde el restablecimiento de los controles cambiarios, el BCRA dictó nuevas reglamentaciones que establecieron ciertas limitaciones sobre el flujo de divisas hacia y desde el mercado cambiario de la República Argentina, dirigidas tanto a generar estabilidad económica como a brindar soporte para la recuperación económica del país. Aun cuando el acceso al mercado cambiario argentino se encuentra permitido en la actualidad para que los deudores adquieran divisas para el pago de capital e intereses de deudas con acreedores no residentes, en tanto se cumplan ciertas restricciones, la Compañía no puede brindar garantías acerca de que puedan establecerse restricciones en el futuro para la compra o

transferencia de dichos fondos. En tal situación, el BCRA podría no autorizar dichas operaciones y, por ende, impedirle a la Compañía atender el servicio de sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera.

La normativa cambiaria establece ciertos requisitos para el acceso al mercado de cambios por parte del sector privado no financiero y de las entidades financieras a efectos del pago de servicios de deuda respecto de endeudamientos financieros con el exterior. En el pasado, han existido restricciones respecto de pagos de endeudamientos financieros con el exterior que tengan pagos programados de amortización en determinado período de tiempo, por montos de capital superiores a U\$S 2,0 millones, con ciertas excepciones. En particular, el pago de los montos de capital correspondientes a endeudamientos financieros con el exterior sujetos a dicha normativa tenía que formar parte de un plan de refinanciación obligatorio previamente presentado ante el BCRA, donde se debía contemplar que (i) sólo el 40% del monto de capital vencido y pagadero se pagaría a través del mercado de cambios local; y (ii) el 60% restante debe refinanciarse de forma que la vida media de la deuda fuera incrementada como mínimo dos años. No puede asegurarse que el plan obligatorio de refinanciación que resultaba aplicable en el pasado reciente no sea restablecido en el futuro o que no se dicten otras normas con efectos similares que limiten la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de cambios para pagar sus obligaciones financieras en moneda extranjera a su vencimiento, lo que podría tener un impacto negativo en los negocios y operaciones de la Compañía.

Si el BCRA impone restricciones más estrictas, la Compañía podría verse imposibilitada de efectuar pagos de capital y/o intereses de sus deudas en moneda extranjera en el exterior, incluyendo las Obligaciones Negociables, mediante acceso al mercado cambiario argentino a dichas tasas de mercado. La Compañía podría contar con otros métodos alternativos, más costosos, para obtener moneda extranjera a los fines de efectuar dichos pagos. Véase *"Información Adicional—Controles Cambiaros"*.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico.

El Gobierno argentino ha incumplido con los pagos de sus instrumentos de deuda soberana en el pasado. Como resultado, el Gobierno argentino puede no tener acceso al financiamiento internacional, o su acceso puede ser costoso, lo que puede limitar su capacidad para realizar inversiones y fomentar el crecimiento económico. Además, las empresas del sector privado del país también pueden tener dificultades para acceder al financiamiento internacional o para acceder a precios razonables, como ha ocurrido en ocasiones anteriores.

Durante el año 2020, el gobierno argentino llevó a cabo negociaciones con acreedores de la deuda Argentina tanto bajo legislación extranjera como legislación argentina, a los efectos de lograr un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Luego de diversas negociaciones, el 31 de agosto de 2020, el Gobierno argentino anunció que había obtenido los consentimientos requeridos para canjear el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de Bonos Elegibles bajo ley extranjera, tras lo cual se consumó el canje. Por su parte, el 4 de abril de 2022 se concluyó definitivamente el canje de deuda externa bajo ley local. La adhesión de los bonistas privados logró alcanzar el 99,75%.

Adicionalmente, en junio de 2018 el Gobierno argentino y el FMI firmaron un acuerdo de préstamo a tres años por valor de 50.000 millones de Dólares de los Estados Unidos de América, que se modificó a 57.100 millones de Dólares de los Estados Unidos de América, reprogramándose los desembolsos, con un anticipo de aproximadamente U\$S 13.400 millones hasta diciembre de 2018, totalizando U\$S 28.400 millones para el año 2018, y unos U\$S 22.650 millones en 2019. Sin embargo, el FMI suspendió los desembolsos después de septiembre de 2019, cancelando el programa; por lo tanto, el monto total desembolsado al cierre de 2019 ascendía a aproximadamente U\$S 44.500 millones (el "**Acuerdo FMI 2018**"). Tras un informe del FMI en febrero de 2020 en el que se afirmaba que la deuda de Argentina podría no ser sostenible, el Gobierno argentino solicitó iniciar conversaciones con el FMI para renegociar el Acuerdo FMI 2018.

El 28 de enero de 2022 el gobierno argentino llegó a un acuerdo con el FMI, aprobado mediante Ley N° 27.668, para refinanciar U\$S 44,0 billones de la deuda contraída entre 2018 y 2019 bajo un Acuerdo Stand-By, originalmente programada para ser pagada en los años 2021, 2022 y 2023. El 25 de marzo de 2022, el FMI aprobó un acuerdo de 30 meses (el Programa de Facilidades Extendidas) a favor de Argentina por un monto de U\$S 44,0 billones. Este acuerdo incluye 10 revisiones trimestrales para asegurar el cumplimiento de las metas establecidas para cada período de revisión que debe cumplir el gobierno argentino durante un período de dos años y medio, y los desembolsos se harán públicos después de cada examen. El plazo de amortización de cada desembolso es de 10 años, con un periodo de gracia de cuatro años y medio, a partir de 2026 y hasta 2034. Con respecto al cumplimiento por parte de Argentina de las metas establecidas en el acuerdo para cada período, en marzo de 2023, el FMI completó la cuarta revisión trimestral y en agosto

de 2023 concluyó la quinta y sexta revisión (combinadas), lo que permitió desembolsos de U\$S 5.400 millones y U\$S 7.500 millones después de cada revisión, respectivamente. A la fecha del presente Prospecto, el FMI ya ha desembolsado U\$S 4.700 millones en virtud de la aprobación de su séptima revisión. El 13 de junio de 2024, el Directorio Ejecutivo del FMI concluyó su octava revisión por medio de la cual permitió realizar un desembolso de alrededor U\$S 800 millones para apoyar los esfuerzos de las autoridades por afianzar el proceso de desinflación, reconstruir las reservas fiscales y externas y apuntalar la recuperación.

En el supuesto en que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, o que el acuerdo no sea aprobado por el Directorio Ejecutivo del 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 podrían verse adversamente afectadas.

A la fecha del presente Prospecto no se puede asegurar el cumplimiento del acuerdo y por ende no se puede predecir con exactitud los efectos que puedan tener en la economía y situación financiera argentina y, en consecuencia, en la economía y la situación financiera de la Emisora, la falta de cumplimiento; pero ello podrían afectar negativamente la capacidad del Gobierno argentino de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora para acceder a estos mercados también podría ser limitada.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo desde 2020, los mercados internacionales continúan mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo altos. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Tampoco podemos garantizar que la Argentina cumpla con las metas establecidas por el FMI y con el Club de París y pueda negociar el alto nivel de endeudamiento local y el endeudamiento local con el exterior por deudas comerciales. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina, nuestra capacidad para acceder a los mercados internacionales de capitales y nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras obligaciones negociables.

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

Ha habido preocupación acerca de los disturbios, conflictos armados, y amenazas militares y terroristas en todos los continentes. En particular, han levantado consternaciones los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria, Israel, Jordania, Rusia y Corea del Norte. Asimismo, la economía argentina es vulnerable a los golpes 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. La demanda decreciente de las exportaciones argentinas podría tener un efecto negativo sustancial en el crecimiento económico argentino. En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda y una desaceleración en su economía que puede impactar negativamente en la economía argentina. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales.

En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos (situación que ha ocurrido en los últimos años), Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de

exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Adicionalmente, el 10 de marzo de 2023, la Corporación Federal de Seguro de Depósitos de los Estados Unidos (“**FDIC**”, por sus siglas en inglés) tomó el control de Silicon Valley Bank. Esto significó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera del 2008. Asimismo, durante el 2023, la falta de confianza en el sistema bancario se extendió, afectando a otras entidades financieras, como Signature Bank, que también fue intervenido por la FDIC, y First Republic Bank, que el 1 de mayo de 2023 fue comprado por JP Morgan & Chase Co. Esta situación no solo afectó a los bancos estadounidenses, sino que también se extendió a Europa. El 19 de marzo de 2023, UBS Group AG acordó comprar a Credit Suisse Group AG por U\$S 3250 millones, en un acuerdo con las autoridades suizas para rescatarlo, luego que las acciones de Credit Suisse cayeran un 30% en un día. A la fecha del presente Prospecto, no se puede prever si los efectos de la crisis bancaria se extenderán a otras entidades y países, ni las consecuencias que pudiera tener en la economía global

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el Gobierno argentino es incierto.

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea (“**UE**”) para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial. En junio de 2016, el Reino Unido realizó un referéndum, en el que la mayoría votó a favor de la salida del país de la Unión Europea. El Reino Unido abandonó formalmente la Unión Europea el 31 de enero de 2020 (el “**Brexit**”). Sin embargo, a partir del 1° de febrero de 2020 comenzó un periodo de transición hasta el 31 de diciembre de 2020 en el que el Reino Unido se mantuvo en el mercado europeo. Durante dicho período la Unión Europea y el Reino Unido llevaron adelante un proceso de negociaciones para determinar los términos y condiciones de sus vínculos a partir del fin de periodo transitorio que culminó en la firma del Acuerdo de Cooperación y Comercio entre la Unión Europea y el Reino Unido firmado el 24 de diciembre de 2020 (el “**ACC**”). El Parlamento del Reino Unido ratificó el ACC el 30 de diciembre de 2020, mientras que el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea hicieron lo propio el 28 y 29 de abril de 2021, respectivamente. La fecha de entrada en vigor del ACC fue el 1° de mayo de 2021.

El ACC proporciona cierta claridad con respecto a la forma prevista de la futura relación entre el Reino Unido y la Unión Europea y algunas cuestiones detalladas de comercio y cooperación. El Brexit en los resultados de las operaciones de la Emisora resulta claro, y sus efectos a largo también son inciertos. El Brexit podría generar inestabilidad política, legal y económica adicional en la Unión Europea y producir un impacto negativo en el intercambio comercial de Argentina con dicha región.

Por otro lado, hay incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la relación comercial entre los estados miembros del MERCOSUR y de este con los demás participantes internacionales, especialmente entre Argentina y Brasil. No podemos predecir el efecto sobre la economía argentina y nuestras operaciones en caso de surgir litigios entre la Argentina y Brasil, o si cualquiera de dichos países decidiera salir del MERCOSUR. En lo reciente, MERCOSUR también retomó las conversaciones con Asociación Europea de Libre Comercio para dar impulso a negociaciones de un acuerdo entre ambas organizaciones

Además, el escenario macroeconómico global enfrenta desafíos. Hay considerable incertidumbre respecto de los efectos a largo plazo de las políticas monetarias y fiscales expansivas adoptadas por los bancos centrales y las autoridades financieras de algunas de las principales economías del mundo, incluyendo los Estados Unidos y China.

Ha habido preocupación acerca de disturbios y amenazas terroristas en el Medio Oriente, Europa y África y de los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria y Corea del Norte. Asimismo, crisis económicas y sociales surgieron en varios países de América Latina durante los últimos años, ya que la economía en la mayor parte de la región se ha ralentizado luego de casi una década de crecimiento sostenido, entre otros factores. También ha habido preocupación acerca de la relación entre China y otros países asiáticos, que puede resultar en, o intensificar, potenciales conflictos en relación con disputas territoriales, y la posibilidad de una guerra comercial entre los Estados Unidos y China.

Como consecuencia de lo mencionado en los párrafos anteriores, la economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales.

Una continua dependencia de los precios internacionales de las principales exportaciones de commodities de Argentina podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de Argentina.

Los altos precios de los *commodities* registrados en los últimos años han contribuido al aumento de las exportaciones argentinas y a elevar los ingresos fiscales provenientes de las retenciones a las exportaciones. En este sentido, y con todos los beneficios que ello implica, los precios de los *commodities* lograron estabilizarse desde 2021, y a la fecha del presente Prospecto se encuentran en valores históricamente altos a raíz de la guerra entre Rusia y Ucrania, particularmente por las sanciones aplicadas a Rusia.

No obstante, si los precios internacionales de los *commodities* caen, los ingresos del gobierno nacional se reducirían significativamente, afectando gravemente a la actividad económica de Argentina. En consecuencia, la baja de los precios internacionales de los *commodities* podría afectar negativamente a la economía de Argentina, produciendo a su vez un impacto negativo en nuestra situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Asimismo, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de *commodities* por parte del sector agrícola, que representa una parte importante de los ingresos por exportación de Argentina.

Tal como fuera señalado, en virtud de su dependencia a la producción de *commodities* agrícolas, la economía argentina también es vulnerable frente a fenómenos meteorológicos —como las sequías de 2018, 2022 y 2023—. Estos fenómenos pueden afectar negativamente la producción de dichos *commodities*, reduciendo los ingresos fiscales y la entrada de Dólares de los Estados Unidos de América. Una caída continua en los precios internacionales de los principales *commodities* exportados por Argentina o cualquier condición climática futura que pueda tener un efecto adverso en la agricultura podría tener un efecto negativo en el nivel de los ingresos de Argentina, las reservas del BCRA, la capacidad del Gobierno para repagar la deuda pública, lo que podría a su vez generar efectos recesivos o presiones inflacionarias. Esto podría afectar a su vez a los ingresos y la situación patrimonial de la Sociedad.

Por un lado, las consecuencias de las sequías se han visto reforzadas por el histórico descenso del Río Paraná (principal afluente del país) y un gran número de focos de incendios en múltiples provincias. Los efectos en la agricultura que se derivaron de tales complicaciones ambientales provocaron y podrían seguir provocando importantes problemas económicos en el país. Como consecuencia de las sequías y los incendios, hubo caídas significativas en las cosechas y recortes en los resultados proyectados. Si bien los precios internacionales de las materias primas han experimentado una recuperación, en caso de que se retorne a la tendencia a la baja o en caso de que se presenten factores climáticos futuros (incluidas, entre otras, las sequías) que puedan tener un efecto adverso en las actividades productivas de Argentina y el nivel de reservas de divisas en el BCRA, la economía argentina podría verse afectada negativamente en su conjunto.

En el último semestre de 2022 se agravó la falta de precipitaciones, provocando severos daños en los principales cultivos. Por ejemplo, la cosecha de trigo de la presente campaña culminó en 12,4 millones de toneladas, 10 millones menos que en el ciclo anterior, según la Bolsa de Cereales de Buenos Aires. La Bolsa de Comercio de Rosario estima que si a las pérdidas de los productores se suman las que implica la menor cosecha (menor demanda de fletes, mano de obra, servicios financieros, etc.), las pérdidas totales para la actividad económica nacional ascienden a U\$S19.000 millones, lo que equivale a 3 puntos del PBI argentino estimado para el año 2023.

Estas circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de los ingresos gubernamentales, en las divisas disponibles y en la capacidad del gobierno para atender su deuda soberana, y podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados afectaría negativamente el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

El alto gasto público podría traer aparejadas consecuencias de largo efecto en la economía argentina.

A lo largo de su historia, Argentina ha mantenido altos déficits durante períodos prolongados que han desembocado en financiamiento monetario y/o altos niveles de endeudamiento que a su vez desencadenaron crisis recurrentes.

Recientemente el país atravesó uno de estos períodos de alto gasto público y déficits sostenidos lo que, entre otras razones, terminó generando una crisis de confianza y una corrida contra el Peso en abril de 2018. Como respuesta a esa crisis y a la imposibilidad de renovar los vencimientos de la deuda pública en el mercado el Gobierno argentino llegó a un acuerdo con el FMI en el que se comprometió a avanzar en una reducción del déficit fiscal primario. Tanto en 2018 como en 2019 el Gobierno cumplió con la meta prevista en el acuerdo, cerrando 2019 con un déficit primario de sólo 0,4% del PBI. Sin embargo, el resultado fiscal al cierre del ejercicio 2020 fue con un déficit primario de un 6,5% del PBI. En 2021 y

2022, el Sector Público Nacional registró un déficit primario del 3% y 2,4% del PBI, respectivamente. En este sentido, el déficit fiscal primario acumulado durante el 2023 ascendió a una suma equivalente al 2,9% del PBI.

De todas formas, el actual presidente Javier Milei ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal destinadas a reducir el déficit fiscal. En este sentido, el nuevo gobierno está llevando a cabo medidas activas para simplificar la administración pública y reducir el gasto público. Esto implica la terminación de contratos laborales iniciados previamente por la administración anterior, ajustes en las tarifas de servicios públicos y la suspensión temporal de obras públicas, entre otras iniciativas estratégicas. En este sentido, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 6 de junio de 2024, indican que los analistas proyectan un superávit fiscal primario del Sector Público Nacional no Financiero para 2024 de \$3.710 miles de millones.

Si el gasto del sector público continúa superando los ingresos fiscales, el déficit fiscal probablemente aumentará y podrán ser requeridas para su utilización las fuentes de financiación empleadas en el pasado para tratar dicho déficit, tales como el BCRA y la Administración Nacional de la Seguridad Social (la "ANSES").

Dicho aumento del déficit podría tener un efecto negativo sobre la capacidad del Gobierno argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podría limitar el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados, lo cual podría afectar adversamente el negocio, situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Emisora.

El sistema bancario argentino puede estar sujeto a inestabilidad, lo que podría afectar las operaciones de la Compañía

En los últimos años, el sistema financiero argentino creció significativamente, con un marcado incremento en los préstamos y depósitos privados, evidenciando una recuperación en la actividad crediticia. Si bien los depósitos del sistema financiero siguen creciendo, se trata mayormente de depósitos a corto plazo, y las fuentes de financiación de mediano y largo plazo para las entidades financieras se encuentran actualmente limitadas. En el año 2022, según fuera informado por el Informe de Bancos publicado por el BCRA el saldo de crédito en pesos al sector privado cayó un 12,5% real. La mayor liquidez producto de las financiaciones canceladas al sector privado, se volcó en mayor medida a colocaciones en instrumentos ofrecidos por el sector público.

Las entidades financieras están especialmente sujetas a importante regulación de múltiples autoridades regulatorias, todas las cuales pueden, entre otras cosas, establecer límites a las comisiones e imponerles sanciones. La falta de un entorno regulatorio estable podría imponer grandes limitaciones a las actividades de las entidades financieras y generar incertidumbre con respecto a la estabilidad del sistema financiero.

A pesar de la gran liquidez que prevalece en el sistema financiero de Argentina, una nueva crisis o la consecuente inestabilidad de uno o más de los bancos públicos o privados más importantes, podría tener un efecto adverso significativo sobre las perspectivas de crecimiento económico y estabilidad política en Argentina, resultando en una pérdida de confianza de los consumidores, menores ingresos disponibles y acotadas alternativas de financiación para los consumidores. Estas condiciones podrían tener un efecto adverso significativo sobre la Emisora.

Los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al exterior e ingresos de capitales han limitado, y podrían limitar en el futuro, la disponibilidad de crédito internacional.

La falta del adecuado abordaje de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina.

El Gobierno argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían aumentar inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de la Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas dirigidas a fortalecer las instituciones de la Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el Gobierno Nacional en investigaciones de corrupción, un mayor acceso del público a la información, el desapoderamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que

requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político.

La imposibilidad de abordar en forma correcta estos riesgos reales y percibidos relativos al deterioro institucional y corrupción por parte del gobierno nacional podría afectar en forma adversa la economía y la situación financiera de Argentina, lo cual, a su vez, puede afectar en forma adversa los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas y/o la implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio

Históricamente, el Gobierno argentino ha impuesto y mantenido aranceles a las exportaciones. A su vez, se han adoptado medidas en el pasado desalentando las importaciones que han repercutido en que la Emisora enfrente trabas y obstáculos para la importación de aquellos insumos que requiera para el ciclo ordinario de su negocio. En virtud de ello, diversas inversiones, incluidos proyectos de mantenimiento, que requieren componentes cuya importación no pueda tramitarse, no podrían llevarse a cabo o se demorarían en su ejecución.

Sin perjuicio de ello, no podemos asegurar que los impuestos y las regulaciones sobre importaciones/exportaciones no se modificarán en el futuro o que no se impondrán otros impuestos nuevos o regulaciones sobre importaciones/exportaciones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de las operaciones.

Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos judiciales y de arbitraje de inversiones contra la Argentina que han resultado y podrían resultar en laudos arbitrales y/o medidas cautelares en contra de la Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.

En respuesta a las medidas de emergencia implementadas por el Gobierno argentino durante la crisis económica de 2001-2002, se presentaron varios reclamos ante el CIADI contra la Argentina. Los reclamantes alegan que las medidas de emergencia eran inconsistentes con las normas de tratamiento equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión de los que la Argentina era parte en ese momento.

Los reclamantes también han iniciado reclamos ante tribunales de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“**CNUDMI**”) y conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional (“**CCI**”).

En relación con la expropiación de parte del Gobierno argentino de Aerolíneas Argentinas que tuvo lugar en 2008, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos de un acuerdo bilateral de inversiones con España. Argentina solicitó la anulación del laudo. Con fecha 29 de mayo de 2019, el CIADI rechazó el pedido de Argentina y ratificó la decisión anterior. En consecuencia, se confirmó la ilegalidad de la expropiación y el Gobierno argentino fue condenado a pagar U\$S 320,8 millones en concepto de daños y costos de representación. Si bien existe una instancia adicional para que Argentina presente el último recurso de revisión, el resultado de dicha instancia es incierto a la fecha del presente Prospecto.

Asimismo, en junio de 2019 se hizo público un reclamo ante el CIADI del grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International por la estatización decretada durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner del sistema de jubilación privada, realizada en 2008. Según lo informado por el CIADI en su sitio web la demanda es por U\$S500 millones.

Sumado a dichos procesos arbitrales, en el marco del juicio por la expropiación que el Estado Argentino hiciera en el año 2012 del 51% de las acciones de YPF, el 31 de marzo de 2023, la jueza Loretta Preska de la Corte del Distrito Sur de Nueva York, rechazó la defensa esgrimida por la Argentina concerniente a que el derecho de expropiación prevalece por sobre lo que disponga el estatuto empresarial. En consecuencia, condenó a la República Argentina a indemnizar a los fondos internacionales Burford Capital y Eton Park. A pesar de que los daños a pagar no han sido aún cuantificados, se estima que la Argentina deberá pagar indemnizaciones de entre U\$S 3.500 millones y U\$S 17.000 millones. A la fecha del presente Prospecto, la sentencia no se encuentra firme.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes 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 a 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 Compañía.

La Emisora no es parte de ninguno de estos casos y, por ende, no puede garantizar que la Argentina logrará que algunos o todos estos casos sean desestimados o, en caso de emitirse laudos o sentencias judiciales a favor de los reclamantes, que podrá obtener la anulación de dichos laudos o sentencias. Cualquier laudo o sentencia que se emita contra la Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar en forma adversa los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de PCR.

La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el Gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina.

Durante el año 2023 se llevó a cabo un proceso electoral a nivel nacional, provincial y local. En este sentido, a lo largo del año (i) se realizaron las elecciones presidenciales de la República Argentina; (ii) se eligió el jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los gobernadores de 21 provincias; (iii) se renovó la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; (iv) se renovó un tercio del Senado de la Nación y (v) hubo elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales.

El 19 de noviembre de 2023, Javier Milei fue electo como presidente de Argentina en representación del partido político La Libertad Avanza que tomó posesión el 10 de diciembre de 2023, venciendo a su contrincante en un balotaje con un 55,7% de los votos. El nuevo gobierno se enfrenta a una delicada situación económica:

- la inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, al 31 de diciembre del 2023 el índice de inflación acumulado en 2023 medido por el IPC fue del 211,4%, la más elevada desde 1991;
- durante el año 2023 el sector público nacional exhibió un déficit primario de 2,9% del PBI;
- la deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- el aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- la inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;
- 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;
- el suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo interno;
- el desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; y
- la variación del tipo de cambio del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense fue del 356,34% en diciembre de 2023.

De este modo, el Gobierno argentino se enfrenta a retos macroeconómicos singulares, como reducir la tasa de inflación, lograr superávit comercial y fiscal, acumular reservas, sostener el peso, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados y mejorar la competitividad de la industria local en función de los distintos factores que la afectan (entre ellos, la invasión de Ucrania por parte de la Federación de Rusia, el conflicto entre Israel y Hamás en la Franja de Gaza y el conflicto en el Medio Oriente).

El gobierno recientemente elegido ha sancionado el Decreto N° 70/2023, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Además, el 27 de diciembre de 2023, el poder ejecutivo argentino envió al congreso nacional un proyecto de ley titulado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos". El proyecto de ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino mientras dure la emergencia. El proyecto de ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía. Véase "*Marco Legal y Regulatorio y Relación con el Gobierno argentino—Decreto N° 70/2023*" y "*Marco Legal y Regulatorio y Relación con el Gobierno argentino—Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*".

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el Decreto N° 70/2023 y el mencionado proyecto de ley. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

A su vez, la Emisora no puede garantizar que los futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina y/o la implementación de nuevas políticas gubernamentales, sobre las que no tiene control, puedan llegar a afectar sus actividades, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones. Tampoco puede garantizar que la economía no se contraerá, en cuyo caso los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de la Emisora, sus perspectivas o su capacidad para cumplir con sus obligaciones en general y en particular bajo las Obligaciones Negociables podrían verse adversamente afectados.

Riesgos relacionados con los mercados de países emergentes

Ciertos riesgos económicos son inherentes a inversiones realizadas en mercados de países emergentes, tales como en los que opera la Compañía

Invertir en mercados de países emergentes tales como en los que opera la Compañía (incluyendo Ecuador y Chile) conlleva riesgos económicos. Estos riesgos incluyen distintos factores que pueden afectar los resultados económicos de los países en los que opera la Compañía, incluyendo los siguientes:

- altas tasas de interés;
- tasas de interés en Estados Unidos y mercados financieros;
- inestabilidad política y social
- capacidad de enfrentar shocks externos:
- cambios en las políticas económicas o impositivas;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- controles de cambio;
- controles de salarios y precios;
- regulaciones para la importación de equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- la imposición de barreras comerciales por socios comerciales;
- condiciones económicas, políticas y del negocio generales, principales socios comerciales y economía global;
- la capacidad de efectuar reformas claves en la economía, incluyendo estrategias económicas para balancear la economía al aumentar el porcentaje de PBI representado por economías no petroleras;
- tensiones políticas y sociales;
- posibilidad de obtener financiamiento externo
- los precios de commodities, incluyendo el petróleo;

- el impacto de hostilidades o problemas políticos en otros países podría afectar el comercio internacional, el precio de las commodities y la economía global; y
- las decisiones de las instituciones financieras internacionales respecto de los términos de su asistencia financiera.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad de los mercados para los títulos valores similares a las Obligaciones Negociables, podrían afectar adversamente la liquidez y los mercados comerciales de las Obligaciones Negociables. Para más información véase “*Declaraciones sobre hechos futuros*”.

Modificación unilateral de términos contractuales.

En el pasado, el gobierno de Ecuador ha modificado contratos causando un impacto en las tarifas a pesar de acuerdos válidos con la Compañía. La Compañía no puede garantizar que el gobierno de Ecuador u otros países en los que opera no adopte medidas similares en el futuro que podrían afectar negativamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Es probable que las reservas de petróleo y gas en Ecuador disminuyan.

Ciertos yacimientos de petróleo y gas en Ecuador son maduros y sin una inversión significativa en actividades de desarrollo y exploración, es probable que las reservas se agoten. Sin embargo, tales inversiones no garantizan el éxito de las actividades petroleras. El acceso a las reservas de petróleo crudo es esencial para la producción sostenida y la generación de ingresos de una empresa petrolera. Si las actividades petroleras de la Compañía no tienen éxito y las reservas de petróleo de la Compañía en Ecuador comienzan a disminuir, esto podría tener un efecto adverso en el negocio de PCR, su condición financiera y el resultado de sus operaciones.

El entorno político y social existente en Ecuador, podría provocar situaciones que alteren la exploración y explotación en los yacimientos de Ecuador.

Si bien en los primeros meses de la gestión correspondiente al presidente Daniel Noboa las cuentas fiscales se fortalecieron, la producción petrolera continúa en caída en este año y no se avizoran proyectos efectivos de recuperación secundaria, en los principales campos del país como son Sacha y Shushufindi, para incrementar la producción. Lo que se conoce hasta ahora es la intención de la Ministra de Energía y Minas, de subir la producción petrolera diaria hasta los 550.000 barriles diarios en el año 2025. Pero eso implicaría inyectar más de 122.000 barriles diarios de petróleo, o el equivalente a la producción de dos campos ITT (Yasuní). La única manera de subir una producción en ese nivel es con exploración de nuevas reservas de petróleo, pero tomará años y no hay avances.

Lo que se conoce hasta ahora es que EP Petroecuador invertirá, a su riesgo, unos U\$S 100 millones en el desarrollo de entre tres y cuatro pozos exploratorios en el campo de gas natural Amistad, ubicado en el Golfo de Guayaquil.

Por otro lado, es importante mencionar que el Presidente Noboa tiene planificado llevar una consulta popular similar a la del ex Presidente Lasso. En esta consulta popular, que se llevó a cabo el domingo 21 de abril de 2024, se les consultó a los ecuatorianos principalmente temas relacionados con seguridad y reformas importantes para incentivar la inversión extranjera en el país. En dicha consulta se votó a favor de temas relacionados con cuestiones de seguridad (tales como permitir la extradición de ecuatorianos, incrementar las penas en delitos graves, aprobar que las fuerzas armadas den apoyo complementario a la policía nacional para combatir el crimen organizado, entre otras); mientras que fueron rechazados aquellos temas económicos tales como modificar las leyes para establecer contratos de trabajo a plazo fijo y por horas y que el Estado ecuatoriano reconozca al arbitraje internacional como método para solucionar controversias en materia de inversión, contractuales o comerciales.

También se debe tomar en cuenta que en el año 2025 se elige nuevo Presidente, por este motivo el futuro del país se encuentra hasta cierto punto en incertidumbre ya que si reelige Daniel Noboa se podrá continuar con los planes y proyectos planificados, mientras que si gana alguno de los candidatos de la oposición es muy probable que el manejo del país tome un giro hacia la izquierda extrema.

Riesgos relacionados con el sector del petróleo y gas

La industria argentina del gas y petróleo ha estado y continuará estando sujeta a significativa intervención del Gobierno Nacional y de las provincias de Argentina.

La mayoría de los ingresos de la Compañía derivan de la venta de petróleo crudo y gas natural. Históricamente, la industria del gas y petróleo en Argentina ha sido significativamente controlada por el Gobierno argentino a través de la propiedad y dirección de compañías estatales involucradas en la exploración y producción de petróleo y gas.

A partir de diciembre de 2011, el Gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos obtenidos como resultado de las exportaciones de petróleo y gas y cargos aplicables a la producción de gas licuado que han repercutido en las actividades de los productores de petróleo y gas. Tal como fuera mencionado previamente, en 2012, el Gobierno Nacional resolvió la intervención estatal de YPF y declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital de YPF y Repsol YPF GAS S.A.

El Gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en las regulaciones y las políticas que rigen el sector con el objetivo de otorgarle absoluta prioridad a la demanda interna a precios bajos y estables a fin de sostener la recuperación económica. Como resultado de estos cambios, por ejemplo, en los días en los cuales existe escasez de gas, las exportaciones de gas natural y el abastecimiento de gas a las industrias, plantas generadoras de electricidad y estaciones de servicio que venden gas natural comprimido se ven interrumpidas por la prioridad brindada a los clientes residenciales a precios menores. No puede garantizarse que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables, o las interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y reglamentaciones no afectarán de manera adversa las condiciones financieras del negocio y los resultados de las operaciones de la Compañía.

En enero de 2007, fue promulgada la Ley de Federalización de los Hidrocarburos, que, de acuerdo con el artículo 124 de la Constitución Nacional, estableció que las provincias argentinas serán las propietarias de los reservorios de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios. Conforme a derecho, el Congreso de la Nación tiene el deber de sancionar leyes y regulaciones que tengan por finalidad el desarrollo de recursos minerales 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 los territorios de sus respectivas provincias. Sin embargo, ciertos gobiernos provinciales han interpretado las disposiciones de la Ley de Federalización de Los Hidrocarburos y el artículo 124 de la Constitución Nacional como un otorgamiento a las provincias de facultades para sancionar sus propias regulaciones relativas a la exploración y producción de petróleo y gas dentro de sus territorios. No puede garantizarse que las regulaciones o los impuestos (incluyendo regalías) sancionados o administrados por las provincias no entrarán en conflicto con las leyes nacionales, ni que dichos impuestos o regulaciones no afectarán en forma adversa los negocios, las condiciones financieras y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Con la promulgación de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera el 4 de mayo de 2012, se estableció el autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. A través del Decreto N° 1277/2012, el Gobierno argentino reglamentó dicha ley y creó el “Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, por el cual impuso los lineamientos básicos que las empresas dedicadas a la exploración y explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos, deben seguir indispensablemente para el desarrollo de sus actividades en territorio argentino. Véase *“Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y del Gas en Argentina – Características Generales”*.

El 19 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 488/2020 a través del cual estableció que hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia el precio de U\$S45,00 por barril para el crudo tipo Medanito, ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, utilizando la misma referencia, de conformidad con la práctica usual en el mercado local.

Esto, salvo que durante el período mencionado la cotización del *“Ice Brent Primera Línea”* superare los U\$S45,00 por barril durante diez días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el *“Platts Crude Marketwire”* bajo el encabezado *“Futures”*, en cuyo caso quedarán sin efecto las disposiciones mencionadas en el párrafo precedente.

Tanto el precio de establecido en virtud del Decreto N° 488/2020, como el fijado por la Secretaría de Energía en virtud de la facultad descripta precedentemente, se aplicaría en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319.

Asimismo, el Decreto N° 488/2020 obliga las empresas productoras a (i) sostener los niveles de actividad y de producción registrados durante el año 2019, dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica previstos en el artículo 31 de la Ley N° 17.319, de conformidad con la reglamentación que al efecto se establezca y (ii) sostener los contratos vigentes con las empresas de servicios regionales, manteniendo la planta de trabajadores que tenían al 31 de diciembre de 2019.

Para mayor información respecto del Decreto 488/2020 véase *“Información sobre la Emisora—b) Descripción de los sectores en los que se desarrollan las actividades de la Emisora—(i) La Industria del Petróleo y el Gas en Argentina—Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina—Regulación del Mercado”*.

No puede garantizarse que nuevas intervenciones por parte del Gobierno argentino no afectarán de modo adverso los negocios, la situación patrimonial o el resultado de las operaciones de la Compañía. Del mismo modo, no puede asegurarse que el actual marco regulatorio o las futuras políticas gubernamentales orientadas a sostener el crecimiento de la economía o a dar respuesta a las necesidades internas no afectarán de modo adverso la industria del petróleo y gas.

Las empresas de petróleo y gas se han visto afectadas por ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Nacional, y podrían ser afectadas aún más por cambios adicionales en su marco regulatorio.

Desde diciembre de 2011, el Gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos obtenidos como resultado de exportaciones de petróleo y gas y cargos aplicables a la producción de gas licuado que afectaron las actividades de los fabricantes y productores del sector del petróleo y gas. A partir de abril de 2012, el Gobierno Nacional declaró la nacionalización de YPF e introdujo cambios trascendentales en el sistema bajo el cual operan las empresas petroleras, principalmente mediante la sanción de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, el Decreto N° 1277/2012 y la Ley N° 27.007 (con sus modificatorias y regulatorias, en conjunto las **“Leyes de Soberanía Hidrocarburífera”**). Los cambios futuros que puedan realizarse en esta normativa pueden aumentar el efecto adverso de dichas medidas en los negocios, ingresos y operaciones de las empresas que operan en el sector del petróleo y gas, entre ellas las sociedades en las que la Compañía posee o pueda poseer participaciones accionarias, que a su turno podría afectar adversamente los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

A su vez, no es posible asegurar que éstas u otras medidas a ser adoptadas por el Gobierno argentino no tendrán un efecto adverso significativo sobre la economía argentina, afectando, en consecuencia, la situación patrimonial, la situación financiera, los resultados de las operaciones y la capacidad de repago de la Compañía.

La Compañía podría incurrir en costos y pasivos significativos relacionados con cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad.

Las operaciones de PCR, como las demás compañías que operan en la industria de petróleo y gas en Argentina están sujetas a un amplio espectro de leyes y reglamentaciones ambientales, sanitarias y de seguridad. Estas leyes y reglamentaciones tienen un efecto significativo sobre las operaciones de la Compañía y podrían dar lugar a efectos adversos significativos sobre sus negocios, su situación patrimonial y los resultados de las operaciones. Las operaciones de la Compañía podrían generar derrames, descargas y otras liberaciones de petróleo y otras sustancias peligrosas al medio ambiente.

Es posible que la Compañía no pueda cumplir en todo momento con las leyes y regulaciones ambientales, de salud y seguridad. Asimismo, Argentina ha adoptado regulaciones que exigirán que las operaciones de la Compañía cumplan normas ambientales más estrictas. Asimismo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están apuntando hacia la exigencia más estricta de las leyes existentes, lo cual podría aumentar el costo de la Compañía de llevar a cabo sus negocios o afectar sus operaciones en cualquier área.

La reglamentación ambiental, sanitaria y de seguridad y la jurisprudencia en Argentina se desarrollan a un ritmo acelerado y no pueden brindarse garantías de que dicha evolución no incrementará los costos de las actividades comerciales y pasivos de la Compañía. Asimismo, a causa de la preocupación sobre el riesgo que implica el cambio climático, una serie de países han adoptado o consideran adoptar nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de gas de efecto

invernadero, tales como impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia, o la adopción de límites máximos y regímenes de comercio. Si se adoptaran en Argentina, estos requisitos podrían tornar más costosos los productos de la Compañía y redirigir la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente más bajas en carbono como son las energías renovables.

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

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

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

Las concesiones de producción de petróleo y gas, los permisos de exploración de Argentina y los contratos de explotación de la Compañía están sujetos a ciertas condiciones y podrían no ser renovados, ser revocados o cancelados.

La Ley de Hidrocarburos establece que las concesiones de petróleo y gas tienen una vigencia de 25, 30 o 35 años, dependiendo de la concesión, desde la fecha de su adjudicación, y asimismo dispone que el plazo de concesión puede ser prorrogado por períodos de diez (10) años adicionales, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el concedente al momento de la prórroga. La Ley de Hidrocarburos establece que la duración de los permisos de exploración será determinada por el ente regulador en cada caso en forma individual, pero bajo ninguna circunstancia podrá superar (i) dos (2) períodos de hasta tres (3) años cada uno, y (ii) una prórroga opcional de hasta cinco (5) años. El gobierno de la provincia en la que está ubicada el área en cuestión (y el Gobierno Nacional respecto de áreas marítimas a una distancia mayor a 12 millas náuticas) tiene autoridad para prorrogar los plazos de los permisos, concesiones y contratos corrientes y nuevos. Para acceder a la prórroga, el concesionario y titular del permiso debe (i) haber cumplido sus obligaciones bajo la Ley de Hidrocarburos y los términos de la concesión o permiso específico, (ii) estar produciendo hidrocarburos en la concesión respectiva, y (iii) presentar un plan de inversión para el desarrollo de las áreas a solicitud de las autoridades respectivas al menos un (1) año antes del vencimiento de la concesión original.

Las concesionarias que solicitan prórrogas bajo la Ley N° 27.007 deben pagar regalías adicionales que van desde el 3% y hasta un máximo del 18%. Bajo la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de estas obligaciones y normas puede resultar en la imposición de multas y en el caso de incumplimientos graves, luego de vencidos los plazos de subsanación aplicables, en la revocación de la concesión o permiso.

Las concesiones de El Sosneado (Mendoza), las Áreas de Mendoza, Gobernador Ayala V, 25 de Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos (La Pampa) y el contrato de explotación en El Medanito (La Pampa), a través de los cuales la Compañía conduce los negocios de exploración y producción en Argentina, requieren obligaciones específicas de la Compañía impuestas por la Ley de Hidrocarburos, tales como el cumplimiento de los requerimientos sobre la tecnología, el equipamiento, la mano de obra, y la realización de las inversiones de explotación requeridas en las áreas, el pago de impuestos, regalías, tasas anuales y participaciones a provincias relevantes, así como también servidumbres a los propietarios de tierras relevantes, el cumplimiento de requisitos de información respecto de autoridades federales y provinciales, como fueren aplicables, la adopción de medidas de seguridad y ambientales requeridas para prevenir el daño y la pérdida de hidrocarburos, el cumplimiento de regulaciones federales y provinciales, y el mantenimiento de los estándares mínimos de calidad y servicio.

Sin perjuicio de que todas las prórrogas solicitadas por la Compañía han sido otorgadas antes de su vencimiento, no es posible asegurar que las concesiones o contratos petroleros de la Compañía serán prorrogadas en el futuro como consecuencia de la revisión por las autoridades pertinentes de los planes de inversión presentados a tales fines, o que no se impondrán requisitos adicionales para obtener dichas concesiones o permisos. En 2012, el Gobierno Nacional, así como algunos gobiernos provinciales, revocaron algunas concesiones de YPF (previo a la nacionalización) y de Petrobras Argentina S.A. La rescisión o revocación o la no obtención de una concesión o permiso, o de una prórroga de éstos, bajo

estos proyectos podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, situación financiera y resultados de las operaciones.

En abril de 2012, el Congreso sancionó la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, por la cual se expropió el 51% de las acciones de YPF en poder de la compañía de energía española Repsol S.A. Asimismo, esta ley establece que las actividades hidrocarburíferas (entre ellas la explotación, industrialización, transporte y comercialización) en el territorio de Argentina son declaradas “de interés público nacional”. La Ley de Soberanía Hidrocarburífera establece que el objetivo primario es lograr el autoabastecimiento de petróleo y gas. No es posible asegurar que éstas u otras medidas a ser adoptadas por el Gobierno argentino no tendrán un efecto adverso significativo sobre la economía argentina, afectando, en consecuencia, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones de la Compañía y el valor de las Obligaciones Negociables y la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Los contratos de prestación de servicios bajo los cuales los Consorcios operan sus respectivos negocios de exploración y producción en los yacimientos Pindo y Palanda Yuca Sur en Ecuador, requieren que el Consorcio aplicable cumpla con obligaciones específicas impuestas por la Ley de Hidrocarburos de Ecuador, tales como el pago de impuestos, regalías, tasas anuales y participaciones, el cumplimiento de requerimientos de información, el deber de permitir la realización de controles e inspecciones por las autoridades, el mantenimiento o la suspensión de las actividades de explotación conforme lo autorizado por las autoridades competentes, la reinversión de ganancias y la realización de actividades e inversiones estimadas de exploración y/o explotación por su cuenta y riesgo, aportando la tecnología, los capitales, los equipos, bienes y maquinarias necesarios, en las áreas de los contratos y durante todo el plazo de vigencia de los contratos modificatorios. Véase “*Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y del Gas en Ecuador - Términos y condiciones comunes a los contratos Modificatorios de Prestación de Servicios de Explotación y Exploración Petrolera (antes contratos de campos marginales)*”.

Aun cuando la Compañía considera que se encuentra en cumplimiento con las obligaciones legales y contractuales asumidas con las autoridades de aplicación, no se puede asegurar que en el futuro no se produzca un incumplimiento que pudiera dar lugar a una terminación anticipada de los contratos de concesión y/o contratos de servicios. Adicionalmente, tampoco se puede asegurar que la Compañía logre obtener las prórrogas al vencimiento de los plazos de dichas concesiones y/o contratos de servicios.

La industria hidrocarburífera está sujeta a riesgos operativos y económicos específicos.

Las operaciones de la Compañía están sujetas a los riesgos inherentes a la exploración y producción de petróleo y gas, entre ellos los riesgos de producción (fluctuaciones en la producción debido a riesgos operativos, catástrofes naturales o meteorología, accidentes, etc.), riesgos de equipos (relacionados con la adecuación y estado de las instalaciones y equipos) y riesgos de transporte (relativos al estado y vulnerabilidad de oleoductos y otros medios de transporte) así como a riesgos políticos y regulatorios. Las actividades de perforación también conllevan numerosos riesgos e incertidumbres y pueden dar lugar en última instancia a esfuerzos no rentables, no sólo en la forma de pozos secos, sino también pozos productivos que no producen ingresos suficientes para cubrir sus costos operativos. La terminación de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de costos. Por otra parte, las operaciones de captación, compresión y planta de tratamiento de gas de la Compañía, así como el transporte, almacenamiento y carga de petróleo, están sujetos a todos los riesgos inherentes a dichas operaciones. A su vez, las operaciones de la Compañía pueden verse restringidas, retrasadas o canceladas debido a dificultades mecánicas, derrames o fugas de petróleo o gas natural, escasez o retrasos en la entrega del equipo, cumplimiento de requisitos gubernamentales, incendio, explosiones, fallas de tuberías, formaciones con presión anormal y riesgos para el medio ambiente y la salud. Si se materializara cualquiera de estos riesgos, ello podría afectar negativamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La baja significativa o extendida y la volatilidad de los precios globales del petróleo crudo, los productos de petróleo y gas natural pueden tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía.

Gran parte de los ingresos de la Compañía provienen de ventas de petróleo crudo, productos de petróleo y gas natural. Los precios internacionales y regionales del petróleo y gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Algunos de los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo y los productos de petróleo relacionados son: acontecimientos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, en especial Medio Oriente; la capacidad de la y otras naciones productoras de petróleo crudo de

establecer y mantener los precios y niveles de producción de petróleo crudo; el suministro y demanda global y regional de petróleo crudo, gas y productos relacionados; la competencia de otras fuentes de energía; reglamentaciones de gobiernos locales y extranjeros; condiciones climáticas; y conflictos globales (incluyendo los conflictos geopolíticos en Medio Oriente en curso a la fecha del presente Prospecto) y locales o actos de terrorismo. La Compañía no tiene control sobre estos factores. Los cambios en los precios del petróleo crudo generalmente generan cambios en los precios de los productos relacionados, a la vez que restringen la capacidad de los actores de la industria de adoptar decisiones de inversión a largo plazo dado que el retorno sobre las inversiones se torna impredecible.

El gobierno saliente adoptó una política orientada hacia la convergencia entre los precios locales del petróleo crudo y productos relacionados y los precios de referencia internacionales de dichos productos. Con la liberalización del mercado local, la política de precios de combustibles de la Compañía depende de diversos factores, entre ellos los precios internacionales del crudo.

Una baja importante o extendida de los precios internacionales del petróleo crudo y productos de petróleo relacionados podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía y sobre el valor de sus reservas probadas. Asimismo, una caída significativa en los precios del petróleo crudo y productos de petróleo relacionados podría hacer que la Compañía deba incurrir en cargos por deterioro en el futuro o reducir o alterar su cronograma de inversiones de capital, lo que a su vez podría afectar seriamente sus proyecciones de producción en el mediano plazo y sus estimaciones de reservas en el futuro, que a su turno puede afectar sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

A pesar de nuestra expectativa de mantener sustancialmente una relación constante entre nuestros precios internos y los de los mercados internacionales, la liberación prevista no pudo ser completamente realizada durante los últimos años. Hay varios factores que impactan de manera directa a la consumación de este proceso que incluyen, entre otros, la demanda interna, las condiciones macroeconómicas y políticas que prevalecen en Argentina o las posibles nuevas limitaciones legales o regulatorias a la industria. En consecuencia, aun si dicha liberalización prevista pudiera finalmente materializarse, no podemos garantizar que, la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados no continúen en el tiempo.

Después de una disminución abrupta en los precios del petróleo crudo que comenzó en 2014, se formó un grupo conocido como Organización de Países Exportadores de Petróleo (la "OPEP") a fines de 2016, el cuál reunió a los principales países líderes en la industria con otros productores, incluida Rusia, para coordinar los recortes de producción y permitir así la recuperación de los precios. La estrategia funcionó y se extendió hasta el 6 de marzo de 2020, cuando Moscú rechazó la propuesta de nuevos recortes, a partir del incremento de la producción árabe, para enfrentar los desafíos planteados por el COVID-19. Como resultado de estas acciones, el precio internacional del barril de Brent fluctuó de 51,3 U\$S/bbl el 6 de marzo a 35,3 U\$S/bbl el 9 de marzo de 2020, llegando a niveles de 19,33 U\$S/bbl el 21 de abril de 2020. A la fecha del presente Prospecto, el precio se sitúa aproximadamente en 81,73 U\$S/bbl.

Si los precios internacionales del crudo evidenciaran una alta volatilidad o cayeran durante un período prolongado de tiempo (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de los costos) y tal escenario se refleja en el precio interno del petróleo, que está fuera de nuestro control, esto podría afectar negativamente la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación y también cumplir con los compromisos de inversión en nuestras concesiones y permisos de exploración. Estas reducciones podrían conducir a cambios en nuestros planes de desarrollo, reducción de inversiones, falta de aprobación de los proyectos de inversión, lo que a su vez podría conducir a la pérdida de reservas comprobadas desarrolladas y reservas comprobadas no desarrolladas, y también podría afectar negativamente nuestra capacidad de mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas, desarrollar recursos no convencionales y llevar adelante algunos de nuestros otros planes de gastos de capital. Además, si estos precios internacionales actuales se reflejan en los precios internos de nuestros productos refinados, nuestra capacidad de generar efectivo y nuestros resultados de operaciones podrían verse afectados negativamente.

Adicionalmente, es posible que se requiera registrar un deterioro de nuestros activos, si los precios estimados del petróleo y/o gas disminuyen o si tenemos importantes ajustes a la baja de nuestras reservas estimadas, aumentos en nuestros costos de operación, aumentos en la tasa de descuento, entre otros. Además, si se materializa una reducción en nuestros gastos de capital, incluidos los gastos de capital de nuestros competidores nacionales, es probable que tenga un impacto negativo en el número de equipos de perforación activos, workover y equipos de pulling en Argentina, junto a los servicios relacionados, afectando así al número de trabajadores activos en la industria. No podemos predecir si, y

en qué medida, las posibles consecuencias de tales medidas podrían afectar nuestro negocio, principalmente el impacto en nuestra producción y, en consecuencia, afectar nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

El incumplimiento de los compromisos de la Compañía de realizar ciertas inversiones en el marco de sus contratos para el desarrollo de yacimientos petroleros podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones.

La Compañía se ha comprometido a realizar ciertas inversiones en el marco de sus contratos para el desarrollo de yacimientos petroleros. La falta de cumplimiento de dichos compromisos en forma oportuna (incluyendo, pero no limitado a, causales relativas a la fuerza mayor) podría importar la violación del contrato en cuestión, la ejecución de garantías y/o la pérdida de todos los derechos sobre el área subyacente, lo que podría tener un efecto significativamente negativo sobre los negocios, situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las limitaciones a los precios locales de Argentina pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

En el pasado, debido a factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios locales del petróleo crudo y gas natural han sido sustancialmente diferentes de los precios de dichos productos en los mercados internacionales y regionales, y la capacidad de la Compañía de aumentar o mantener los precios para ajustarlos a las variaciones de los precios internacionales o los costos locales ha sido limitada. Los precios internacionales del petróleo crudo han caído significativamente desde el segundo semestre de 2014. El 31 de diciembre de 2015, el precio del petróleo crudo Brent cayó por debajo de U\$S 38 por barril, representando una disminución de aproximadamente 28% en comparación con el precio promedio de 2015 de U\$S 52,30 por barril.

Durante el año 2020, los precios del petróleo crudo Brent estuvieron en el rango de U\$S43,2 por barril y el promedio de los precios locales estuvo en el rango de U\$S37,5 por barril. Durante el año 2021, 2022 y 2023, los precios del petróleo crudo Brent estuvieron en el rango de U\$S 70,8, U\$S 91,3 y U\$S 82,2 por barril, respectivamente, mientras que el promedio de los precios locales estuvo en el rango de U\$S 52,6, U\$S 63,1 y U\$S 60,9 por barril.

El 19 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 488/2020 a través del cual estableció que hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia el precio de U\$S45,00 por barril para el crudo tipo Medanito, ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, utilizando la misma referencia, de conformidad con la práctica usual en el mercado local. Conforme lo previsto en el Decreto N° 488/2020, el precio mencionado precedentemente podrá ser modificado trimestralmente por el Ministerio de Desarrollo Productivo, a través de la Secretaría de Energía. Tanto el precio de establecido en virtud del Decreto N° 488/2020, como fijado por la Secretaría de Energía en virtud de la facultad descripta precedentemente, se aplicaría en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley N°17.319. Para mayor información respecto del Decreto 488/2020 véase *“Información sobre la Emisora—b) Descripción de los sectores en los que se desarrollan las actividades de la Emisora—(i) La Industria del Petróleo y el Gas en Argentina—Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina—Regulación del Mercado”*.

Sin perjuicio de lo anterior, a fines del mes de agosto de 2020, el precio sostén de U\$S45/bbl dispuesto por el Decreto N° 488/20 dejó de estar en vigencia, por haberse cumplido la condición establecida en el mencionado Decreto, es decir, que la cotización del ICE BRENT PRIMERA LÍNEA fue superior a U\$S45/bbl durante 10 días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures”. En consecuencia, los precios del crudo volvieron a regirse exclusivamente por oferta y demanda, sin perjuicio de la incidencia de las retenciones. Para más información, ver *“Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina - Regulación del Mercado”* y *“Factores de Riesgo”* del presente Prospecto.

No es posible asegurar que la Compañía podrá mantener o aumentar los precios locales de sus productos y las limitaciones a su capacidad de hacerlo afectarían adversamente su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. Del mismo modo, no es posible asegurar que los precios de los hidrocarburos en Argentina acompañarán los aumentos o disminuciones de los precios de hidrocarburos en los mercados internacionales o regionales. Las discrepancias entre los precios locales e internacionales pueden afectar adversamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Los precios del petróleo y gas podrían afectar el nivel de gastos de capital de la Compañía.

Los precios que la Compañía puede obtener por los productos hidrocarbúricos afectan la viabilidad de inversiones en nuevas actividades de exploración y desarrollo y, por ende, en el cronograma y monto de los gastos de capital proyectados por la Compañía para tales fines. La Compañía presupuesta los gastos de capital para estas actividades tomando en cuenta, entre otros factores, los precios de mercado de sus productos hidrocarbúricos. Si los precios locales corrientes caen, la capacidad de la Compañía de mejorar las tasas de recuperación de hidrocarburos, de identificar nuevas reservas y realizar ciertos otros planes de gastos de capital podría verse afectada, lo que a su vez podría tener un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La actividad hidrocarbúrica depende cada vez más de las tecnologías digitales para conducir las operaciones, incluyendo ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, sumado a que la Compañía se encuentra expuesta a ataques cibernéticos y fallas del sistema.

Las tecnologías, sistemas y redes de la Compañía y las de sus socios comerciales pueden ser objeto de ciberataques o violaciones a la seguridad informática que podrían dar lugar a la liberación no autorizada, uso indebido o pérdida de información confidencial, o a otra alteración de las operaciones comerciales de la Compañía. Asimismo, ciertos incidentes informáticos, tales como las actividades de vigilancia, pueden permanecer sin ser detectados durante un período extendido. La Compañía depende de la tecnología digital, incluyendo sistemas informáticos para procesar datos financieros y operativos, analizar información sísmica y de perforación, y las estimaciones de reservas de petróleo y gas. Si bien la Compañía no ha experimentado ninguna pérdida significativa asociada a ciberataques, no puede garantizarse que no será objeto de ciberataques en el futuro que puedan afectar adversamente sus negocios, situación patrimonial o resultados de sus operaciones. Dado que las amenazas informáticas evolucionan día a día, la Compañía podría verse obligada a incurrir en gastos adicionales para mejorar sus medidas de protección o remediar cualquier vulnerabilidad en la seguridad informática.

Podría producirse una caída en las reservas de petróleo y gas de Argentina.

Muchos de los yacimientos de petróleo y gas de Argentina son maduros, y sin inversiones importantes en actividades de desarrollo y exploración, es probable que las reservas se agoten. No obstante, dichas inversiones no garantizan el éxito de las actividades de petróleo y gas. El acceso a las reservas de petróleo crudo y gas natural es esencial para la producción y generación sostenida de ingresos por parte de una empresa hidrocarbúrica. Si las actividades hidrocarbúricas de la Compañía no fueran exitosas y sus reservas de petróleo y gas comienzan a caer, podría tener un efecto adverso sobre sus negocios, situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

A menos que la Compañía reemplace sus reservas de petróleo y gas, las reservas y producción probablemente se reduzcan con el tiempo.

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas, dependiendo el porcentaje de disminución de las características del reservorio. En este sentido, las reservas comprobadas disminuyen a medida que se producen. El nivel de reservas y producción de petróleo y gas natural a futuro de la Compañía, y por lo tanto sus flujos de efectivo y ganancias dependen en gran medida de su éxito en el desarrollo eficiente de sus reservas actuales, celebrando nuevos acuerdos de inversión y hallando o adquiriendo en forma económica reservas adicionales recuperables. Si bien la Compañía ha tenido éxito en identificar y desarrollar yacimientos comercialmente explotables y sitios de perforación en el pasado, podría verse imposibilitada de replicar su éxito en el futuro. La Compañía podría no identificar otros yacimientos comercialmente explotables o realizar perforaciones exitosas, terminar o producir más reservas de petróleo o gas, y los pozos que ha perforado y prevé perforar en la actualidad podrían no resultar en el descubrimiento o producción de petróleo o gas natural en el futuro. Si la Compañía no pudiera reemplazar su producción actual y futura, se reducirá el valor de sus reservas, lo que a su turno podría afectar negativamente sus negocios, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

El desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas de la Compañía podría requerir un tiempo mayor y demandar niveles de gastos de capital más altos que los previstos en la actualidad.

Al 31 de diciembre de 2023, aproximadamente el 87,4% de las reservas probadas netas de la Compañía eran desarrolladas. El desarrollo de sus reservas no desarrolladas podría requerir más tiempo y demandar mayores niveles de gastos de capital que los previstos actualmente. Las demoras en el desarrollo de las reservas de la Compañía o los

aumentos en los costos de perforación y desarrollo de dichas reservas podrían reducir el valor de medición estandarizado de sus estimaciones de reservas probadas no desarrolladas e ingresos netos futuros estimados para dichas reservas, lo que podría hacer que algunos proyectos se tornaran antieconómicos; esto a su vez podría dar lugar a que las cantidades asociadas a estos proyectos antieconómicos fueran excluidas de la categoría de reservas. La viabilidad económica de un bloque en particular también depende del tiempo remanente bajo el plazo de concesión y de si las inversiones de capital futuras son económicamente viables dentro de este plazo. No puede asegurarse que la Compañía no sufrirá demoras o aumentos en los costos de perforación y desarrollo de sus reservas en el futuro, lo que podría dar lugar a la reclasificación de sus reservas, y a su turno afectar sus negocios, situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Las estimaciones de reservas de petróleo y gas se basan sobre suposiciones que podrían no ser precisas.

Las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural de la Compañía incluidas en el presente Prospecto son “aquellas cantidades de petróleo que, por análisis de los datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza como comercialmente extraíbles en una fecha futura dada, de yacimientos reconocidos y bajo actuales condiciones económicas, operativas y de regulaciones gubernamentales”, de acuerdo a los SPE International Standards.

La precisión de las estimaciones de reservas probadas depende de una cantidad de factores, suposiciones, y variables, entre los cuales, los más importantes son los siguientes:

- los resultados de la perforación, prueba y producción después de las fechas de las estimaciones, lo cual podría requerir sustanciales revisiones;
- la calidad de datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y la interpretación y evaluación de dichos datos;
- la evolución de la producción de los reservorios;
- acontecimientos tales como adquisiciones y enajenaciones, nuevos descubrimientos y extensiones de yacimientos existentes, y aplicación de técnicas mejoradas de recuperación;
- cambios en los precios del petróleo y del gas natural, que podrían tener un efecto sobre la magnitud de las reservas probadas debido a que las estimaciones de las reservas son calculadas bajo las condiciones económicas existentes, cuando dichas estimaciones son realizadas (una disminución en el precio del petróleo o gas podría hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para su explotación y por lo tanto que no clasifiquen como probadas); y
- si las normas fiscales imperantes, otras regulaciones gubernamentales y condiciones contractuales permanecerán vigentes respecto a las existentes a la fecha de realización de las estimaciones (las modificaciones en las normas fiscales y otras regulaciones gubernamentales podrían hacer que las reservas ya no resulten económicamente viables para su explotación).

A su vez, también se debe tener presente que a menos que se reemplacen las reservas de petróleo y gas, las mismas se pueden reducir con el tiempo, lo que llevaría consecuentemente a una disminución de la producción.

Normalmente muchos de los factores, suposiciones y variables involucrados en las estimaciones de reservas probadas escapan al control de la Compañía y se encuentran sujetos a cambios con el transcurso del tiempo. Por consiguiente, existe incertidumbre inherente a las estimaciones realizadas respecto de las reservas probadas de petróleo crudo y gas, y en las proyecciones sobre los ritmos de producción futura y la oportunidad y el costo de las inversiones para desarrollo de dichas reservas. Consecuentemente, las estimaciones de reservas probadas podrían ser diferentes a las cantidades de petróleo y gas que efectivamente se extraigan y, en la medida en que resulten sustancialmente inferiores a las estimadas, ello podría tener un impacto significativo sobre los resultados de las operaciones de la Compañía y su situación patrimonial. Las reservas de petróleo y gas se revisan al menos una vez al año. Toda revisión de las estimaciones de la Compañía, inclusive debido a factores ajenos a la Compañía, tales como precios y condiciones económicas, podría repercutir en su patrimonio neto, en los negocios de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

El uso por parte de la Compañía de datos sísmicos está sujeto a interpretación y podría no identificar la presencia de petróleo y gas natural con exactitud.

Los datos sísmicos y las técnicas de visualización aun cuando se usen e interpreten en forma adecuada, constituyen herramientas que se utilizan únicamente para asistir a los geólogos a identificar estructuras subterráneas e indicadores de hidrocarburos eventuales, y no permiten al intérprete saber si efectivamente existen hidrocarburos en tales estructuras. Asimismo, el uso de sísmica y otras tecnologías avanzadas requiere mayores gastos previos a la perforación que las estrategias de perforación tradicionales, y la Compañía podría incurrir en pérdidas como resultado de tales gastos. Debido a las incertidumbres asociadas al uso por parte de la Compañía de datos sísmicos, algunas de sus actividades de perforación podrían no ser exitosas o económicamente viables, y el índice general de éxito de sus actividades de perforación o el índice de éxito de sus actividades de perforación en un área en particular podría caer, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La imposibilidad de la Compañía de acceder al equipamiento e infraestructura necesarios en forma oportuna podría restringir su acceso a los mercados de petróleo y gas natural y generar importantes costos incrementales o demoras en su producción de petróleo y gas natural.

La capacidad de la Compañía de comercializar la producción de petróleo y gas natural depende en gran medida de la disponibilidad y capacidad de las plantas de procesamiento, buques petroleros, facilidades de transporte (tales como oleoductos, estaciones de descarga de crudo y camiones) y otra infraestructura necesaria, que puede ser de propiedad de y operada por terceros o bien no existir. La imposibilidad de obtener tales recursos en términos aceptables (inclusive los costos para construirlos) o de hacerlo en forma oportuna podría afectar sensiblemente los negocios de la Compañía. Si se limitara o no estuviera disponible el acceso a facilidades de transporte o procesamiento cuando ello fuera necesario, la Compañía podría verse obligada a tener que cerrar pozos de petróleo y gas. La incapacidad de la Compañía de obtener ingresos a partir de pozos durante un plazo prolongado podría tener un efecto adverso significativo sobre sus negocios, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. Asimismo, el cierre de pozos podría generar problemas mecánicos, lo que derivaría en una menor producción y mayores costos de remediación, así como también podría perjudicar los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía enfrenta gran competencia en la adquisición de superficie exploratoria y reservas hidrocarburíferas.

La industria de petróleo y gas de Argentina es muy competitiva. Al participar en una licitación de derechos de exploración o explotación de un bloque, la Compañía enfrenta gran competencia, no sólo de empresas privadas, sino también de las compañías estatales de energía. Por ejemplo, las provincias de La Pampa, Neuquén y Chubut han creado sociedades para realizar actividades hidrocarburíferas en nombre de sus respectivos gobiernos provinciales. Las compañías estatales de energía, entre ellas las sociedades privadas en las que el Estado posee una participación controlante, también son importantes actores dentro del mercado de petróleo y gas de Argentina. Asimismo, muchas empresas competidoras pueden tener acceso a recursos financieros en mejores condiciones que la Compañía y, por lo tanto, pueden encontrarse en una mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por ende, no puede asegurarse que la Compañía podrá adquirir nueva superficie exploratoria o reservas de petróleo y gas en el futuro, lo que podría afectar negativamente su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. No puede garantizarse que la participación de las empresas estatales o provinciales en los procesos licitatorios de nuevas concesiones de petróleo y gas no influirán en las fuerzas del mercado de forma tal que afecten negativamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las restricciones a la exportación han afectado y pueden seguir afectando nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones

La Ley de Hidrocarburos, 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, el Gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han dado lugar a restricciones en las exportaciones de hidrocarburos a realizarse desde la Argentina, lo que han impedido que los productores locales, incluidas la Compañía, obtengan precios más altos para sus productos, lo que a su vez hubiera podido compensar los aumentos en los costos de producción, todo lo cual ha afectado la competitividad de la Compañía. Debido a lo anterior,

los productores podrían verse obligados a vender una parte de su producción de gas natural y gas licuado de petróleo en el mercado local. La Compañía no puede garantizar que en un futuro no se impongan nuevas restricciones a exportar o requerimientos adicionales a los mismos efectos y que éstos no afectarán sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La imposición de derechos de exportación y otros impuestos ha afectado, y podría continuar afectando, los resultados de las operaciones de la Compañía.

La imposición de derechos de exportación y otros impuestos, y su consecuente efecto en los precios locales de los hidrocarburos, ha afectado, y podría continuar afectando, los resultados de las operaciones de la Compañía.

En el pasado, la imposición de tales derechos de exportación y otros impuestos ha generado y, en algunos casos, continúa generando, una distorsión del precio del petróleo crudo en Argentina respecto de su precio internacional. Por ejemplo, desde 2002 el Gobierno argentino implementó, y progresivamente incrementó, gravámenes a las exportaciones de petróleo crudo, gas licuado y otros productos relacionados con el petróleo. En esa línea, la Resolución 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Producción, modificó los derechos de exportación de petróleo crudo y otros productos derivados del petróleo establecidos en años anteriores. El régimen disponía que: (i) si el precio internacional del petróleo crudo supera o iguala un valor de referencia, fijado en los U\$S60,9/Bbl, el derecho de exportación del petróleo se calculará en base a una fórmula específica que relaciona a dicho precio internacional con un valor de corte (fijado en U\$S42/Bbl); (ii) si el precio internacional del petróleo crudo fuera inferior al valor de referencia, pero superior a U\$S45/Bbl, se aplicará una alícuota de 45%; y (iii) si el precio internacional del petróleo crudo fuese inferior a U\$S45/Bbl, el Gobierno argentino determinará los porcentajes a aplicar, en un plazo de 90 días hábiles (valores que fueron elevados a principios de 2013, mediante la Resolución N° 1/2013 del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas).

Debe tenerse presente que en el año 2002 se establecieron retenciones a las exportaciones de hidrocarburos inicialmente por un plazo de cinco (5) años, ampliado en 2006 por la Ley N° 26.217 y en 2011 por la Ley N° 26.732, prorrogando por cinco (5) años más. Este marco impidió a las empresas de la industria beneficiarse de significativos aumentos en los precios internacionales de petróleo, productos derivados del petróleo y gas natural, dificultó la compensación de los aumentos sostenidos de costos relacionados con la industria energética, y afectó significativamente la competitividad y los resultados de las operaciones de las compañías. La prórroga de cinco años establecida por medio de la Ley N° 26.732 perdió vigencia el día 7 de enero de 2017.

Con fecha 29 de diciembre de 2014, mediante la Resolución 1077/2014, el ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas derogó la Resolución 394/2007 y sus modificatorias; a fin de establecer nuevas alícuotas de exportación en función del precio internacional del petróleo crudo; el cual se determinó a partir del valor Brent de referencia del mes que corresponda a la exportación, menos ocho Dólares de los Estados Unidos de América por barril (8,0 U\$S/Bbl). El nuevo régimen establecía como valor de corte el de U\$S71/Bbl. En tal sentido, cuando el precio internacional de crudo no superara los U\$S71, el productor debía pagar derechos a la exportación por el 1% de ese valor. Por encima de los U\$S80 (que arrojaba un precio internacional de U\$S72/Bbl) se debían liquidar retenciones variables.

Con respecto a los productos de gas licuado de petróleo (incluidos el butano, el propano y sus mezclas), la Resolución N° 36/2015 modificó la fórmula para calcular el derecho de exportación a partir del 1° de abril de 2015, lo que en algunos casos generó un aumento de los precios comerciales en el mercado local.

Sin embargo, el 1° de enero de 2017, el Gobierno argentino no prorrogó las resoluciones relativas a las retenciones sobre las exportaciones de hidrocarburos. Asimismo, el 31 de diciembre de 2017 expiró la Ley de Emergencia Económica, lo que resultó en la eliminación de la discrecionalidad previamente otorgada al Gobierno argentino, la cual fue delegada y le permitió promulgar regulaciones cambiarias, el porcentaje de retención para las exportaciones de hidrocarburos y los aranceles, así como renegociar los contratos de servicios públicos, entre otros. El 4 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto N° 793/2018, el Gobierno argentino restableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un impuesto de exportación del 12% sobre los productos básicos con un tope de Ps.4 por cada Dólar para los productos primarios con algunas excepciones (tope que fue dejado sin efecto por el Decreto N° 37/2019). El impacto que cualquier cambio de esta naturaleza puede tener en nuestros resultados financieros, resultados de operación y flujos de caja no puede predecirse.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley Solidaridad la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el 33% del valor imponible o del

precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, la Ley 27.541 fijó topes al establecimiento de derechos de exportación de determinados productos estableciendo que en el caso de hidrocarburos, no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB.

El 19 de mayo de 2020 se dictó el Decreto N° 488/2020 que, entre otras cuestiones, prevé que las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la NCM incluidas en su anexo, deberán abonar una alícuota de derecho de exportación, tomando como base cálculo los siguientes valores del “Ice Brent Primera Línea”. Para mayor información respecto del Decreto 488/2020 véase “*Información sobre la Emisora—b) Descripción de los sectores en los que se desarrollan las actividades de la Emisora—(i) La Industria del Petróleo y el Gas en Argentina—Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y el Gas en Argentina—Regulación del Mercado*”.

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo publicó el Decreto N° 234/2021, estableciendo un nuevo régimen de fomento de inversión para las exportaciones que comprende, entre otras actividades, a la industria Hidrocarburífera. Entre otros requisitos, la inscripción en este régimen requiere de una inversión directa de millones de Dólares de los Estados Unidos de América (U\$S 100.000.000) en nuevos proyectos o ampliación en proyectos existentes. Se requerirá la obtención de un Certificado de Inversión para la Exportación a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción. El Régimen prevé que los beneficiarios podrán aplicar el 20% del procedente de sus exportaciones relacionadas con los proyectos inscriptos la (i) pago de principal e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes, y dispone expresamente que este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. El Decreto establece que estos Beneficios no podrán ser afectados por nuevas regulaciones o restricciones cambiarias durante un período de 15 años desde la emisión del correspondiente Certificado de Inversión para la Exportación.

Los aranceles e impuestos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en los resultados de operación de la Compañía. La Compañía produce bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos garantizar el impacto de estas u otras medidas futuras que pueda adoptar el Gobierno argentino sobre la demanda y los precios de los productos de hidrocarburos y, en consecuencia, sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Con relación al gas natural, la Resolución N° 127/2008 del ex Ministerio de Economía y Producción dispuso incrementos en los derechos de exportación de gas natural, elevando la alícuota del 45% al 100%, tomando como base de cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país (salvo con respecto a determinadas mercaderías sobre las cuales se debe aplicar la fórmula establecida en dicha resolución y los valores que se fijaron por la Resolución N° 60/2015).

Por otro lado, las operaciones de exportación de hidrocarburos líquidos deben cumplir con obligaciones previas de registro a través de un Registro de Contratos de Operaciones de Exportación, originalmente previsto por el Decreto 645/2002, y según el mismo fuera reglamentado por medio de la Resolución N° 1679/2004 y su última modificación, por medio de las Resoluciones N° 241/2017 y 329/2019. El otorgamiento de la autorización de exportación requiere la demostración de haber ofrecido a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir el producto.

La Compañía no puede garantizar que en un futuro no se impongan nuevos impuestos o derechos de exportación y que éstos no afectarán sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. No obstante, se señala que el plazo para ejercer las facultades delegadas previstas en el párrafo 9 del art. 52 de la Ley de Solidaridad el 31 de diciembre de 2021, por lo que la imposición de nuevos derechos de exportación debería ser sancionada por el Congreso y/o por el Poder Ejecutivo Nacional previo a una nueva delegación legislativa efectuada por ley del Congreso.

El incumplimiento de ciertas obligaciones por parte de la Compañía podría derivar en la suspensión o baja ante los registros argentinos aplicables.

Las empresas que realicen actividades de exploración y explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos deben inscribirse en diversos registros (entre ellos, a título ilustrativo, el registro creado mediante la Resolución N° 419/98 de la Secretaría de Energía, con sus modificaciones, y el Registro de Empresas Petroleras creado por el Decreto N° 5906/67, complementado por la Disposición N° 337/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y

Combustibles, y modificatorias) como requisito indispensable para el desarrollo de dicha actividad en toda la Argentina. En caso de incumplimiento de ciertas obligaciones a cargo de la Compañía, las autoridades de aplicación podrían resolver la suspensión o baja de la Compañía de dichos registros, lo cual supondría la incapacidad temporal o permanente, de la Compañía para continuar realizando actividades hidrocarburíferas. Tales suspensiones o bajas tendrían un efecto sustancial adverso sobre los negocios, la situación patrimonial y financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía, así como también sobre su capacidad de realizar los pagos debidos bajo las Obligaciones Negociables.

La Compañía podría verse obligada a pagar regalías más altas en Argentina en virtud de nuevas regulaciones.

En enero de 2008, la Subsecretaría de Combustibles Argentina emitió la Disposición N° 1/2008, la cual establecía que, a los efectos del cálculo para la liquidación de regalías hidrocarburíferas, debería tomarse el precio base de U\$S42/Bbl previsto en la Resolución del ex Ministerio de Economía y Producción N° 394/2007 (actualmente derogada por la Resolución 1077/2014), al cual debería adicionarse un ajuste a ser determinado por cada provincia en base a la calidad del petróleo producido. Dicha metodología de cálculo difería de aquella prevista bajo las Leyes de Soberanía Hidrocarburífera y demás regulaciones aplicables. El 16 de abril de 2008, el Poder Ejecutivo de la provincia de Mendoza envió una carta a los productores de petróleo de dicha provincia comunicando a éstos que el precio ajustado por calidad para el petróleo producido en el territorio provincial será U\$S44/Bbl y U\$S49,50/Bbl para el crudo producido en las concesiones ubicadas en las cuencas cuyana y neuquina, respectivamente, dependiendo del área de la cual el petróleo es extraído. La Compañía presentó formalmente, tanto en forma previa como con posterioridad a la recepción de dicha notificación, sendas notas de queja frente a la provincia de Mendoza. Asimismo, con fecha 28 de octubre de 2008 la Subdirección de Regalías dependiente del Ministerio de Hacienda de la provincia de Mendoza ha enviado a la Compañía un reclamo formal por las diferencias en las liquidaciones de regalías de ciertos períodos entre los montos efectivamente abonados por la Compañía y lo que la provincia de Mendoza entiende debiera haber abonado PCR aplicando la Disposición N° 1/2008. La Compañía presentó un recurso de revocatoria contra dicho acto administrativo. Con fecha 20 de abril de 2009 el mencionado Ministerio de Hacienda remitió a la Compañía un reclamo formal por las liquidaciones de regalías de tres períodos del año 2009 recordando la vigencia de la Disposición N° 1/2008, requiriendo la reliquidación de dichos tres períodos reclamados. La Compañía nuevamente presentó un recurso de revocatoria contra dicho acto administrativo. Las notas y recursos presentados por la Compañía contienen una descripción de varios argumentos que respaldan la nulidad de la referida Disposición N° 1/2008, así como la propuesta de la Compañía de abonar tales regalías en especie o de pagarlas en efectivo en base al precio en boca de pozo. En el mes de noviembre de 2008 la Compañía presentó ante la Subsecretaría de Combustibles dependiente de la Secretaría de Energía un reclamo administrativo requiriendo se declare la nulidad de la Disposición N° 1/2008.

Posteriormente, con fecha 3 de enero de 2013, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas emitió la Resolución N° 1/2013 por la cual se modificó el valor de corte fijado en la Resolución del ex Ministerio de Economía y Producción N° 394/2007 de U\$S42/Bbl a U\$S70/Bbl.

Con fecha 6 de octubre de 2015, la CSJN declaró la inconstitucionalidad e inaplicabilidad de la Disposición N° 1/2008 en un caso iniciado por la filial local de la chilena Enap Sipetrol Argentina S.R.L. contra la provincia del Chubut, en su carácter de titular de las concesiones de explotación de áreas de producción de hidrocarburos ubicadas en dicha provincia. Si bien la declaración de inconstitucionalidad aplica únicamente para el caso en concreto, resulta importante destacar que la CSJN resolvió con los mismos argumentos para los casos Chevron Argentina S.R.L. contra las provincias de Río Negro y Santa Cruz y Pluspetrol S.A. contra la provincia de La Pampa.

Se debe tener presente que la mencionada Disposición 1/2008 fue derogada, junto a la resolución a la que modificaba -Resolución N° 394/2007- por la Resolución 1077/2014.

El 19 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 488/2020 a través del cual estableció que hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia el precio de U\$S45,00 por barril para el crudo tipo Medanito, ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de carga, utilizando la misma referencia, de conformidad con la práctica usual en el mercado local.

Esto, salvo que durante el período mencionado la cotización del “Ice Brent Primera Línea” superare los U\$S45,00 por barril durante diez días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas cinco cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures”, en cuyo caso quedarán sin efecto las disposiciones mencionadas en el párrafo precedente. Conforme lo previsto en el Decreto N° 488/2020, el precio mencionado en el

párrafo anterior podrá ser modificado trimestralmente por el Ministerio de Desarrollo Productivo, a través de la Secretaría de Energía.

Tanto el precio de establecido en virtud del Decreto N° 488/2020, como aquél fijado por la Secretaría de Energía en virtud de la facultad descripta precedentemente, se aplicaría en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarburíferas establecidas en el artículo 59 de la Ley N° 17.319.

No se puede garantizar que las regulaciones que se emitan en el futuro no impliquen que la Compañía se vea obligada a pagar regalías más altas que las actuales, y que tal circunstancia no afecte negativamente nuestros resultados de operación o nuestra condición financiera.

Riesgos relacionados con las Actividades del Cemento y su Industria

La naturaleza cíclica de la industria del cemento podría conducir a la Sociedad a una reducción de sus ingresos y margen de ganancias.

La industria del cemento es cíclica y sensible a los cambios en la oferta y demanda, las cuales a su vez se ven afectadas por la situación política y económica de Argentina de y otros países. Esta ciclicidad podría reducir el margen de ganancias de la Sociedad. En particular:

- un cambio desfavorable en las actividades económicas y los negocios en general podría tener como consecuencia una disminución de la demanda de los productos de la Compañía;
- si la demanda cae, la Compañía podría verse obligada a reducir los precios debido a la presión de la competencia;
- si la Compañía decide ampliar sus plantas o construir nuevas plantas, podría hacerlo en función de una estimación de la futura demanda que podría no concretarse en ningún momento o bien hacerlo a niveles inferiores a los previstos; y
- una apreciación cambiaria significativa podría incentivar el ingreso de importaciones, ejerciendo presión sobre el nivel de precios domésticos.

Los precios que la Compañía puede obtener por el cemento dependen en gran medida de los precios prevalecientes en el mercado. El cemento está sujeto a fluctuaciones de precios como resultado de la capacidad de producción, las existencias, la disponibilidad de sustitutos y otros factores relacionados con el mercado, tales como el nivel de actividad en el mercado de construcción de viviendas y, en algunos casos, la intervención gubernamental. Si el precio del cemento experimentara una reducción considerable de sus niveles actuales, ello podría ocasionar un efecto significativo adverso sobre la Compañía y sus márgenes de ganancia.

La industria del cemento está estrechamente vinculada con la industria de la construcción, por lo cual una reducción en las actividades de la industria de la construcción podría afectar de modo adverso las operaciones de la Compañía.

El cemento es una industria estrechamente relacionada con la industria de la construcción. La demanda de los productos de cemento de la Compañía depende, en gran parte, del mercado de la construcción residencial y comercial, y del mercado de la construcción de infraestructura, en particular el relacionado con la actividad de exploración y explotación de petróleo y gas, y también del turismo. Dichos mercados se ven afectados por muchos factores ajenos al control de la Compañía, tales como las tasas de interés, inflación, y de crecimiento del producto bruto interno y la confianza de los inversores, los cuales escapan al control de la Compañía. En particular, el nivel de actividad en los mercados de construcción residencial depende de los nuevos emprendimientos residenciales y proyectos de remodelación de viviendas, y en gran medida con las condiciones económicas prevalecientes en el país. Una eventual caída en las condiciones económicas podría reducir los ingresos disponibles de los hogares, causar una reducción significativa en la construcción de viviendas residenciales y demorar potencialmente los proyectos de infraestructura, derivando ello en una menor demanda de cemento. Como resultado, un deterioro de las condiciones económicas tendría un efecto significativo adverso sobre el rendimiento financiero de la Compañía. No es posible asegurar que el crecimiento del PBI en Argentina o la contribución al crecimiento del PBI atribuible a los sectores de la construcción e infraestructura continuarán al ritmo actual o a otro ritmo.

Asimismo, el nivel de obras de infraestructura se encuentra condicionado en gran medida por las políticas y demás medidas implementadas por el Gobierno argentino y los gobiernos provinciales y municipales. La sensibilidad del mercado de la construcción residencial, comercial y de infraestructura a los factores mencionados precedentemente, así

como a los cambios cíclicos o desfavorables en la economía, podría tener un impacto adverso sobre las operaciones y rentabilidad de la Compañía y a su turno afectar sus negocios, situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Las interrupciones o demoras significativas, o la cancelación de proyectos de construcción privados o públicos pueden tener un efecto adverso sobre el negocio, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Los niveles de construcción públicos y privados en el mercado de la Compañía dependen de las inversiones en la región, las que, a su vez, dependen de las condiciones económicas. No se puede asegurar que los gobiernos de Argentina ejecutarán los planes de infraestructura en la forma comunicada. Una reducción en el gasto público en infraestructura en los mercados en los que opera la Compañía o una demora en la ejecución de estos proyectos afectaría de manera adversa el crecimiento general de la economía y, por lo tanto, podría afectar adversamente el negocio, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Históricamente, el mercado del cemento ha experimentado períodos alternados de oferta limitada, lo que ocasionó un incremento en los precios y márgenes de ganancias, seguidos por la ampliación de la capacidad de producción, que resultó en una sobreoferta y una consecuente disminución de los precios y márgenes de ganancias. Tal carácter cíclico podría reducir el margen de ganancias de las actividades cementeras de la Compañía. Las caídas en la actividad de la construcción, y de los negocios en general, en Argentina o en los otros países a los cuales la Compañía exporta, puede ocasionar que la demanda por los productos de cemento de la Compañía decline; y si la demanda de cemento cae, la Compañía podría verse obligada a reducir sus precios debido a la presión de la competencia. Si decide ampliar sus plantas de cemento, podría hacerlo en función de una estimación de una futura demanda que podría no concretarse en el futuro, o bien ser inferior a la prevista.

La Compañía podría experimentar efectos adversos sobre sus operaciones a raíz de la competencia de productos sustitutos del cemento.

Existe la posibilidad de que el uso de materiales de construcción alternativos, tales como el plástico, aluminio, cerámica, vidrio, madera y acero, pueda provocar una disminución en la demanda de cemento. Asimismo, las investigaciones tendientes al desarrollo de nuevos materiales y técnicas de construcción más económicas y rápidas podrían derivar en la introducción de nuevos productos en el mercado y por lo tanto reducir más aún la demanda de cemento. El incremento del uso de estos materiales de construcción alternativos podría tener un efecto sustancial adverso sobre el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las políticas y reglamentaciones del Gobierno argentino que afectan al sector del cemento podrían afectar de modo adverso las operaciones de la Compañía.

La industria del cemento se encuentra sujeta a políticas y reglamentaciones gubernamentales relacionadas con impuestos, tarifas, derechos, subsidios y restricciones a la importación y exportación del cemento y materias primas empleadas para producirlo. Estas políticas y reglamentaciones pueden influir en la rentabilidad de la industria del cemento y en el volumen y tipos de importaciones y exportaciones autorizadas. En Argentina, los precios del cemento han estado históricamente sujetos a controles impuestos por el Gobierno argentino. Si bien actualmente el cemento no está sujeto a control de precios, no puede garantizarse que no se impondrán reglamentaciones en materia de control de precios en el futuro. Las políticas y reglamentaciones gubernamentales de Argentina y otros países podrían afectar de modo significativo la oferta, demanda y precios del cemento, restringir la capacidad de la Compañía para desarrollar sus negocios en los mercados a los que actualmente apunta, y podría afectar adversamente sus negocios, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

La Compañía está sujeta a normas ambientales y podría estar expuesta a responsabilidad ambiental como resultado del tratamiento y/o uso de materiales peligrosos y costos potenciales tendientes a dar cumplimiento a dichas normas.

La Compañía se encuentra sujeta a leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales aplicables en materia de protección del medio ambiente, higiene y seguridad que rigen, entre otras actividades:

- la generación, el almacenaje, manejo, uso y transporte de materiales y residuos peligrosos;
- la emisión y descarga de sustancias contaminantes al suelo, la atmósfera o el agua; y
- la salud, higiene y seguridad de sus empleados.

Asimismo, la Compañía está obligada a obtener permisos de autoridades gubernamentales en relación con determinados aspectos de sus operaciones del cemento. La Compañía no puede asegurar que haya estado o que estará en todo momento en cumplimiento pleno de tales leyes, reglamentaciones y permisos. En virtud de estas leyes, reglamentaciones y permisos la Compañía puede estar obligada frecuentemente a comprar e instalar costosos equipos de control de la contaminación o a realizar cambios operativos tendientes a limitar el impacto efectivo o potencial sobre el medio ambiente y la salud de sus empleados. La violación de estas leyes y reglamentaciones o de las condiciones de los permisos podría dar lugar a la aplicación de sanciones tales como: (i) apercibimientos; (ii) importantes multas, (iii) suspensión temporal, definitiva, total o parcial de la actividad, (iv) revocación total o parcial de permisos, (v) la obligación de remediar daños ambientales, (vi) la clausura temporal, definitiva, total o parcial de las instalaciones de la Compañía, (vii) responsabilidad penal, entre otras. Existe una tendencia hacia una aplicación más estricta de las normas ambientales, lo cual podría obligar a la Compañía a incurrir en mayores costos tendientes al cumplimiento de las mismas.

En virtud de ciertas normas de naturaleza ambiental, la Compañía podría ser declarada responsable de la totalidad o de sustancialmente la totalidad de los daños ocasionados con relación a cualquier contaminación en sus instalaciones actuales o anteriores o las de sus predecesores y en los emplazamientos de disposición de residuos de terceros. También podría ser considerada responsable de todas las consecuencias emergentes de la exposición humana a sustancias peligrosas u otros daños ambientales o a terceros.

Además, bajo ciertas circunstancias limitadas, las leyes argentinas atribuyen la responsabilidad por la falta de cumplimiento de las leyes ambientales, en particular en relación a daños al ambiente causados con anterioridad, al comprador de ciertos bienes, por un período de tiempo indefinido. En este caso, el comprador carga con la prueba de demostrar que no ha sido el responsable de aquel daño y, en su caso, podría ejercer el derecho de repetición contra el causante del daño.

La Compañía podría ser objeto de sanciones administrativas o penales, incluidas advertencias, multas y órdenes de clausura debido al incumplimiento de estas reglamentaciones ambientales, las que, entre otras cosas, limitan o prohíben las emisiones o derrames de sustancias tóxicas por parte de la Compañía en relación con sus operaciones.

Cualquier modificación en las leyes y reglamentaciones vigentes en materia ambiental podría producir un cambio sustancial en los montos y tiempos de las inversiones y medidas a ser adoptadas por la Compañía a fin de dar cumplimiento a dichas normas. No puede garantizarse que el costo que implique el cumplimiento de las leyes actuales y futuras en materia de medio ambiente, higiene y seguridad, así como la responsabilidad de la Compañía por la causa de daños al ambiente producto de, por ejemplo, la liberación de sustancias peligrosas al ambiente por fuera de los parámetros legales o la exposición a las mismas, tanto en el pasado como en el futuro, no afectará de modo adverso sus actividades, su negocio, su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Una modificación de la normativa vigente relacionada con las operaciones de minería de la Compañía podría afectar de modo adverso sus operaciones.

La Compañía desarrolla operaciones de minería en el marco de sus procesos de producción de cemento. Estas actividades se encuentran sujetas a leyes, reglamentaciones, y autorizaciones específicas de autoridades gubernamentales argentinas o agencias regulatorias. Sin perjuicio de que la Compañía considera que sus operaciones se encuentran en situación de cumplimiento sustancial de la normativa aplicable en materia de minería, no puede anticipar qué leyes o reglamentaciones se sancionarán en el futuro, ni los potenciales efectos que dichas medidas tendrán sobre su negocio, su situación financiera o el resultado de sus operaciones.

Además, estas actividades dependen de autorizaciones y concesiones otorgadas por las autoridades del Gobierno argentino o las entidades regulatorias. Si bien la Compañía considera que se encuentra en situación de cumplimiento sustancial de sus actuales autorizaciones y concesiones, la Compañía no puede garantizar que una futura revocación de esas autorizaciones o concesiones no produzca un impacto adverso sobre sus resultados operativos y su situación patrimonial.

Las incertidumbres sobre las estimaciones del volumen y la calidad de las reservas de minerales y piedra caliza de la Compañía podrían afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones.

La Compañía estima las reservas de minerales de su actividad cementera, incluidas las reservas de piedra caliza, utilizando datos geológicos y de ingeniería para medir con razonable certeza las cantidades estimadas de minerales y piedra caliza que bajo las condiciones actuales y previstas tienen el potencial de ser económicamente explotadas y procesadas mediante la extracción de su contenido mineral. Estas estimaciones de reservas no son mediciones conforme a la Guía de la Industria N° 7 de la SEC y no han sido verificadas por ningún tercero independiente. Si bien la Compañía considera que la estimación realizada de sus reservas de minerales es razonable, existen numerosas incertidumbres que son inherentes a la estimación de la cantidad de reservas y la proyección de las posibles tasas futuras de producción de minerales, incluyendo varios factores que escapan al control de la Compañía. La Compañía no puede garantizar que sus estimaciones de reservas no diferirán sustancialmente de las cantidades de minerales que definitivamente se recuperen y las fluctuaciones en el precio de mercado y los cambios en los costos operativos y de capital podrían hacer que algunas reservas de piedra caliza o depósitos de minerales no sean económicamente susceptibles de explotación. Si ello ocurriera, la Compañía podría verse incapacitada de obtener materia prima a precios que le permitan seguir siendo competitiva, lo que podría tener un impacto adverso en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía enfrenta intensa competencia en la actividad de cemento.

Existen cuatro cementeras importantes en Argentina, siendo la Compañía una de ellas, que en conjunto son responsables por la mayoría de la producción del país. Cada una de estas empresas tiene regiones específicas donde poseen una posición de mercado sólida, motivada principalmente por la ubicación de sus plantas y la concentración de la distribución. Una de estas empresas, no obstante, posee también plantas en el noroeste de la Patagonia argentina, y ha capturado una importante participación del mercado de ventas de cemento en la región. Asimismo, dos de estas compañías también tienen la capacidad de producir cemento petrolero con certificación del API. Por otra parte, las exportaciones de la Compañía compiten con los productores de cemento locales e internacionales del país importador. Entre los factores que afectan la competencia se incluyen la capacidad de producción, la eficiencia y la disponibilidad, calidad y costo de las materias primas, mano de obra y energía. Todos los competidores de la Compañía en Argentina están controlados por sociedades extranjeras y tienen mayor escala, una mayor capacidad financiera y más recursos que la Compañía, lo que puede colocarlos en una mejor posición para tomar ventaja de las oportunidades comerciales futuras. Si la Compañía no logra mantener su posición competitiva, su participación de mercado podría verse afectada de manera negativa lo que a su turno podría perjudicar su negocio, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Un aumento significativo en el precio de la energía podría incrementar el costo de producción del cemento producido por la Compañía.

Los precios de los productos de cemento de la Compañía están directamente relacionados con su costo de producción. El gas natural y, en menor medida, la electricidad, son actualmente elementos esenciales para la producción de cemento de la Compañía. Los precios del gas natural adquirido por PCR se incrementaron considerablemente desde la asunción del gobierno de Macri cuando se actualizaron los cuadros tarifarios del servicio de gas natural por medio de la Resolución N° 212 E/2016 del ex MEyM, a su vez y tal como se mencionó, se ha incrementaron los costos del consumo de electricidad. En general, la Compañía ha intentado trasladar dicho aumento de costos a sus clientes. En la medida en que el aumento de los precios implementado por la Compañía no sea suficiente para cubrir el incremento de sus costos de producción, su margen de ganancias se verá adversamente afectado. Asimismo, los incrementos de precios podrían resultar en menores ventas y una reducción de la participación de mercado de la Compañía. En ambos casos se podría ver perjudicado el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía vende cerca del 89% de sus productos de cemento en la Patagonia argentina

Las plantas de producción de cemento de la Compañía están ubicadas en la Patagonia argentina, y en 2023 la Compañía vendió aproximadamente 89% de sus productos de cemento en la región. Debido a la concentración geográfica de las operaciones y venta de cemento de la Compañía, la situación económica y política adversa de la Patagonia podría tener un efecto adverso significativo sobre su negocio, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados negativamente por la situación de otros países en los que vende su producción de cemento.

En 2023, la Compañía exportó aproximadamente el 11% de sus productos de cemento a países de Sudamérica, en su mayoría a Chile, pero también realizó exportaciones a Bolivia. Asimismo, parte de su estrategia consiste en aumentar las

ventas a Chile y demás países donde participa, expectante de nuevas oportunidades de ingresar en otros países. La capacidad de la Compañía de exportar sus productos de cemento depende de las condiciones de Argentina, tales como el valor del Peso y las reglamentaciones e impuestos a la exportación, así como de las condiciones de los países importadores. Entre los factores de los países importadores que pueden afectar las exportaciones de la Compañía se encuentran la situación económica local, y en particular la del sector de la construcción, así como las tarifas y restricciones a las importaciones, todos los cuales se encuentran fuera del control de la Compañía. En consecuencia, no puede asegurarse que la Compañía será capaz de implementar su estrategia o de mantener su actual nivel de exportaciones, lo que a su turno podría perjudicar su negocio, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Riesgos relacionados con la industria y las actividades de energía renovable

El Gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe

Históricamente, el Gobierno argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Desde 1992 y tras el dictado de la Ley N° 24.065 y la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno argentino atenuó su control sobre el sector, creando un mercado de libre competencia en el sector de generación. No obstante ello, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a regulación e intervención estatal.

Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el Gobierno argentino declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria (la “**Ley de Emergencia Pública**” o **Ley N° 25.561**), emergencia que se extendió finalmente hasta diciembre de 2017 ([Leyes N° 25.972; N° 26.077, N° 26.204; N° 26.339; Ley N° 26.456; N° 26.563; N° 26.729; 26.896; N° 27.200; N° 27.345](#)). En el marco de esta emergencia se introdujeron una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico, que se apartaron de los principios y disposiciones de la Ley N° 24.065.

Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron, entre otras medidas, la sanción de precios topes a la energía pagada a los generadores, el congelamiento de los pagos por potencia, la retención de acreencias a los generadores, la transferencia de subsidios a las tarifas de distribución, la prohibición de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de electricidad de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la modificación del mecanismo de fijación de precios spot en el Mercado Eléctrico Mayorista (“**MEM**”), los cuales tuvieron un impacto significativo en el sistema, generando un déficit en el Fondo de Estabilización del MEM e impactando directamente a todos los agentes del mercado, incluyendo a los generadores de electricidad, con diferencias de precios significativas dentro del mercado.

Durante los años 2007 a 2015, el Gobierno argentino siguió interviniendo en el sector eléctrico a través de diversas medidas. Además de las anteriormente citadas, se crearon cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios de administración estatal destinados a financiar inversiones en infraestructura de generación y distribución, y se han implementado programas de inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

En cuanto a los mecanismos de fijación de precios de generación, en marzo de 2013 la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE 95/13, que entre otras cuestiones (i) modificó el esquema de remuneración para los generadores en el mercado spot, (ii) suspendió (con efectos hasta el día de hoy) la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos contratos en el MEM (esto es, suspendió el mercado a término con excepción de ciertos regímenes especiales), y (iii) centralizó en CAMMESA la gestión comercial y el despacho de combustibles,

A lo largo de los últimos años, el Gobierno argentino fue creando regímenes especiales con remuneración especial y previendo la posibilidad celebrar contratos (PPA). Ejemplo de ello son: el régimen de “Energía Plus” (Resolución N° 1261/2006), los contratos celebrados bajo Resolución SE N° 220/2007 o Resolución SEE 21/2016, o los contratos celebrados bajo las distintas rondas del Programa RenovAr.

A partir de diciembre de 2015, el Gobierno argentino comenzó a implementar reformas en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, a través del Decreto N° 134/2015, se declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitió al Gobierno argentino tomar

medidas diseñadas para garantizar el suministro de electricidad en Argentina, por ejemplo, ordenar al ex MEyM la elaboración e implementación, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas.

En consecuencia, el Gobierno argentino dispuso diversas medidas, tales como la dolarización de los precios pagados a los generadores (Resolución SEE N° 19/2017), y el levantamiento de las restricciones a la adquisición de combustible por parte de los generadores (Resolución SGE N° 70/2018).

Por otra parte, el Gobierno argentino y ciertos gobiernos provinciales aprobaron importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas compañías de distribución. Por otra parte, en marzo de 2016, la ex SEE emitió la Resolución N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de electricidad aplicables a las ventas de energía eléctrica de las empresas de generación en virtud del Régimen de Energía No Contractualizada. La ex SEE mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas. Adicionalmente, el 7 de febrero de 2017, a través de la Resolución N° 19/17 se modificó la Resolución N°22/16, ajustando el esquema de remuneración para los generadores existentes a través de incentivos para aumentar la disponibilidad de potencia y la energía no comprometidos en contratos.

A partir del 2016, el Gobierno argentino también lanzó procesos de licitación pública para la instalación de nuevos proyectos de generación de fuentes de energía térmica y renovable. Estas medidas no solo apuntaron a satisfacer la demanda de electricidad nacional, sino también a dinamizar inversiones en el sector eléctrico. A través de la Resolución N° 1/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que entró en vigencia el 1° de marzo de 2019, entre otras cuestiones, se (i) derogó el esquema de remuneración para los generadores establecido por la Resolución 19/17; (ii) estableció un nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia el cual fija los periodos de requerimiento de la disponibilidad y las condiciones de dicha disponibilidad; y (iii) fijó un nuevo esquema de remuneración de la generación habilitada térmica.

En diciembre 2019, se sancionó la Ley de Solidaridad, mediante la cual el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social por el plazo de un año. Allí se delegó en el Poder Ejecutivo Nacional las facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional y estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: “reglar 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”. Véase “Descripción General del Marco Legal - Principales Leyes y Normas complementarias” del presente Prospecto.

Asimismo, y entre otras cuestiones, la Ley de Solidaridad facultó al PEN a (i) mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, e iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente, o iniciar una revisión de carácter extraordinario -en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes- (medida que fue objeto de prórrogas en virtud de los Decretos N° 543/2020 y 1020/2020); e (ii) intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año (medida que fue objeto de sucesivas prórrogas y continúa vigente a la fecha, en virtud del Decreto N° 55/2023). Para mayor información, véase “Descripción General del Marco Legal - Principales Leyes y Normas complementarias” del presente Prospecto.

Con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 de la SE (“**Resolución N° 31**”), la cual modificó el esquema remunerativo implementado en la Resolución N° 1, y reestableció un esquema remunerativo valuado en pesos argentinos, dejando atrás la valuación en Dólares de los Estados Unidos de América. El régimen de remuneración de la generación de energía eléctrica establecido por la Resolución SE N° 31/2020 fue posteriormente modificado por la Resolución SE N° 440/2021, y luego por las Resoluciones SE N° 238/2022, 826/2022, 750/2023 y 869/2023. Esta última, publicada el 30 de octubre de 2023, actualizó las remuneraciones a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de noviembre de 2023.

Por otro lado, la Resolución MDP N° 12/2019 derogó la Resolución SGE N° 70/2018, reestableciendo la prohibición a los generadores de procurarse su propio combustible, volviendo a estar dicha función centralizada en CAMMESA.

El 16 de diciembre de 2020, por medio del Decreto N° 1020/2020, se dispuso el inicio a la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad. El Decreto preveía que el plazo de la renegociación no podría exceder de dos (2) años desde el dictado del referido Decreto. Sin embargo, mediante el Decreto N° 815/2022, el plazo de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento.

El 18 de abril de 2022, por medio de la Resolución N° 235/2022, la Secretaría de Energía convocó a una audiencia pública a los efectos del tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023. La audiencia tuvo lugar el 12 de mayo de 2022.

El 16 de junio de 2022, con la publicación del Decreto N°332/2022 se estableció a partir del mes de junio de 2022, un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, con el objeto de lograr valores de la energía razonables y susceptibles de ser aplicados con criterios determinados por la autoridad de aplicación (la Secretaría de Energía).

El 30 de noviembre de 2022 y el 23 de enero de 2023 se celebraron audiencias públicas convocadas por el ENRE mediante las Resoluciones N° 539/2022 y 576/2022, con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto de las propuestas de las concesionarias de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas dentro del proceso de renegociación de la RTI, con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. Mediante las Resoluciones N° 682/2022 y 154/2023 del ENRE se aprobaron los informes finales de dichas audiencias.

Con fecha 20 de abril de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 3634/2023 y 3635/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

- (i) dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional -EDENOR y EDESUR- a partir del 1 de junio de 2023.
- (ii) dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional –TRANSENER, TRANSBA, TRANSPA, TRANSCO, TRANSNEA, TRANSNOA, DISTROCUYO, y EPEN– a partir del 1 de junio de 2023.

Con fecha 31 de mayo de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 421/2023 y 422/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

- (i) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Transporte en el año 2023 y primer trimestre de 2024.
- (ii) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2023 y primer trimestre de 2024.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.

Asimismo, instruyó a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

En cuanto a la revisión tarifaria, mediante el DNU N° 55/2023, el PEN dispuso:

- Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
- Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y

ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.

- Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

El 20 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023, el Poder Ejecutivo Nacional introdujo ciertas modificaciones en el sector energético. Entre ellas:

- En lo relativo a contratos de exportación, se derogó el Decreto N° 1491/2002 que disponía que los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación no se encontraban alcanzados por la Ley N° 25.561 (Ley de emergencia sancionada en 2002) y el Decreto N° 214/2002 (que permitió la conversión a pesos de las obligaciones de dar sumas de dinero) y que los mencionados contratos se facturarían en Dólares de los Estados Unidos de América.
- Respecto a las ampliaciones de transporte, se derogó: (i) la Ley N° 25.822 que ratificaba y establecía la realización prioritaria el Plan Federal de transporte Eléctrico, instrumentado por la Secretaría de Energía y (ii) el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de las ampliaciones de transporte en alta tensión o por distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma.
- Se derogó el Decreto N° 311/2006 que aprobaba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles a dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Se derogaron los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.
- Se facultó a la Secretaría de Energía a: (i) redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural, debiendo considerarse los ingresos del grupo conviviente; y (ii) definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los actores públicos, empresas concesionarias y otros actores o agentes que correspondan.

El 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencia pública (a celebrar el 26 de enero de 2024), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución (EDENOR y EDESUR).

En virtud de lo descripto, la Sociedad no puede asegurar que las modificaciones esperadas al sector de energía eléctrica sean implementadas tal como se espera, o si dichos cambios se implementarán en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el Gobierno argentino adopte medidas que puedan tener un efecto adverso significativo en el negocio y en el resultado de las operaciones de la Sociedad, o bien que el Gobierno argentino modifique el marco regulatorio y/o adopte medidas en el marco de la emergencia del sector energético nacional (incluyendo el segmento de generación de electricidad) recientemente declarada, que pueden tener un efecto directo o indirecto en la industria de generación de electricidad y, por consiguiente, en la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad, como también en su capacidad de cumplir con sus compromisos de pago.

La Emisora opera en un sector fuertemente regulado que imponen costos significativos a su actividad comercial y podrían estar sujeta a penalidades y obligaciones que podrían tener un impacto adverso sustancial en los resultados de sus operaciones.

La industria argentina en la que opera la Sociedad está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes, en particular, dado el cambio de gobierno antes mencionado. La actividad de la Compañía depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan en Argentina. Véase "Información

Adicional – (i) Acontecimientos Recientes—Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023" y "Aprobación del Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos" del presente Prospecto.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones, no afecten negativamente a las actividades de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Para mayor información, véase “*Descripción General del Marco Legal - Principales Leyes y Normas complementarias*” del presente Prospecto.

La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, sus pagos de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y/o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica

Durante el año 2023, la Emisora -a través de sus subsidiarias- efectuó casi todas sus ventas bajo sus PPAs a CAMMESA, que representaron el 80% de sus ventas de energía eléctrica para dicho ejercicio.

Los pagos que le efectúa CAMMESA dependen de pagos que CAMMESA a su vez recibe de otros agentes del MEM tales como las empresas de distribución de energía eléctrica y del Gobierno argentino.

Durante la crisis económica argentina de 2001 y 2002, una significativa cantidad de agentes del MEM incurrieron en incumplimientos de sus obligaciones de pago a CAMMESA. Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a los generadores, incluida la Compañía. En el pasado, se implementó un sistema en el que se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en “Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir” (“LVFVD”); una práctica que podría repetirse en el futuro.

Durante el 2024, CAMMESA habría dejado de percibir ingresos suficientes para hacer frente al pago de la totalidad de la energía eléctrica abastecida por los generadores, en gran parte, porque las tarifas de los usuarios residenciales no alcanzarían a cubrir el real costo de la generación, lo que impediría que las Distribuidoras afronten el pago total de la misma sin subsidios por parte del Estado Nacional. Según lo establecido, CAMMESA debe realizar el pago a los generadores a los 42 días de finalizado el mes en que ocurrió el suministro, sin embargo, debido a los pagos fuera de término realizados por los distribuidores a CAMMESA y a la necesidad de aportes del Tesoro dada la existencia de tarifas subsidiadas, los pagos a generadores sufren demoras que, en algunos casos, han llegado a más de los 100 días. No obstante ello, las compañías de generación de energía a partir de fuente renovable, incluyendo a la Compañía, no se han visto afectadas por estas demoras en los pagos de sus PPA bajo los programas RENOVAR, por lo que CAMMESA se encuentra en cumplimiento con aquellas.

La Compañía no puede asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición. La imposibilidad de CAMMESA de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna o total, puede afectar de manera significativamente adversa nuestro negocio de generación de energía renovable, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

La capacidad de la Compañía de operar parques eólicos en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones eólicas y climáticas asociadas adecuadas.

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento, que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos, las estaciones y los años, entre otros factores que podrían incidir. La intermitencia del recurso eólico y las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos, que incluso puede tener efecto en el corto como en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas de viento sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de estos rangos o se acercan a los más bajos, disminuirá la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora.

Durante la fase de prospección para analizar la viabilidad de un posible proyecto de parque eólico, se lleva a cabo un estudio de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio por un determinado período de tiempo. La Emisora lleva a cabo mediciones de vientos con respecto al factor de carga, que luego son analizados y evaluados por el contratista que se encarga de la fabricación, suministro y montaje de los aerogeneradores y es quien determina el modelo de turbinas a ser usadas. La Emisora no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto

coincidirán con los presupuestos o la decisión de inversión que asumió durante la fase de prospección y/o desarrollo de proyecto y, por lo tanto, no puede garantizar que sus parques eólicos o proyectos de parques eólicos podrán satisfacer los niveles de producción anticipados.

Si, en el futuro, el recurso eólico en las áreas donde se encuentran los parques eólicos de la Emisora es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques eólicos podría ser más bajos de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones.

Las compañías de generación, distribución y transporte de energía eléctrica se han visto significativa y adversamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica en Argentina de 2001 y 2002, muchas de las cuales aún siguen vigentes.

Desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado importantes distorsiones en el mercado eléctrico, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en Dólares de los Estados Unidos de América y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en relación con los costos. En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública autorizó al Gobierno argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos. En virtud de esta ley, el Gobierno argentino revocó las disposiciones de los contratos de servicios públicos relacionadas con el mecanismo de ajuste y de indexación de acuerdo con la inflación. En lugar de ello, las tarifas en dichos contratos se congelaron y fueron convertidas de sus valores originales en Dólares de los Estados Unidos de América a pesos argentinos.

Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la depreciación del peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares de los Estados Unidos de América a pesar de la pesificación de los ingresos), lo que efectivamente impidió a dichas empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

En 2015, después de declarar el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, el Gobierno argentino aumentó las tarifas de energía eléctrica en el MEM. Consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos y sentencias suspendieron los aumentos en todo el territorio nacional. El 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efecto estas medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final y, el 28 de octubre de 2016, se llevó a cabo una audiencia pública para dar tratamiento a las propuestas de revisión tarifaria integral presentadas por EDENOR y EDESUR. Los aumentos tarifarios fueron aprobados el 31 de enero de 2017. Asimismo, el Gobierno argentino emitió la Resolución SE N° 21/16 llamando a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables, ofreciendo a los generadores tarifas denominadas en Dólares de los Estados Unidos de América atadas a los costos de generación para la nueva capacidad de generación que se pusiera a disposición. Sin embargo, las tarifas permanecen muy por debajo de los niveles históricos. Estas medidas u otras medidas futuras podrían no ser suficientes para resolver los problemas estructurales creados por la crisis económica del 2001 y 2002 y sus consecuencias

El 1 de marzo de 2019, mediante la Resolución SRRyME N° 1/19, el Gobierno argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución SEE N° 19/17. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la SE dictó la Resolución 31/20, que modificó la Resolución N° 1/19 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. Desde marzo de 2020, se han emitido numerosas resoluciones actualizando precios discrecionalmente⁷. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro.

Por otra parte, no puede descartarse que el Estado Nacional emita regulaciones de emergencia o que eventualmente CAMMESA decida incumplir el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica modificando la forma de pago a Precio

⁷ Resolución N° 440/2021, Resolución N° 238/2022, Resolución N° 826/2022, Resolución N° 750/2023, Resolución N° 869/2023 y Resolución N° 9/2024.

Spot. Para mayor información del Precio Spot véase “Información sobre la Emisora—b) Descripción del sector en el que se desarrollan las actividades de la Emisora—Descripción General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico—Marco Regulatorio de la Energía Renovable en Argentina—Remuneración Mercado Spot” del presente Prospecto.

La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos.

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementarse sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción eléctrica. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden tener un efecto adverso significativo en la demanda de energía y, por ende, en los negocios, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Compañía.

En Argentina existen ciertas restricciones al transporte y la distribución de energía eléctrica que afectan de manera adversa la capacidad de las empresas generadoras de inyectar toda la energía que pueden producir, lo que deriva en una reducción de las ventas

La energía que los generadores pueden entregar al sistema de transporte para su posterior entrega al sistema de distribución depende en todo momento de la capacidad de los sistemas de transporte y distribución con los que se conectan. En el pasado, los sistemas de transporte y distribución operaban a capacidad casi completa y tanto las empresas de transporte como de distribución no podían garantizar un aumento del abastecimiento de energía eléctrica a sus clientes. En los últimos años, el aumento de la demanda de energía eléctrica ocasionó cortes de luz en Buenos Aires y otras ciudades argentinas, con la consecuente capacidad excedente para los generadores. Como resultado de ello, se generó una cantidad de energía hidroeléctrica y termoeléctrica mayor que la que los sistemas de transporte y distribución pueden transportar o distribuir. Compañías del Grupo PCR han suscripto Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica con CAMMESA bajo el Programa RenovAR, por el que se beneficia de la prioridad de despacho en la red eléctrica (SADI) en casos de congestión asociados a limitaciones en la capacidad de transporte disponible. Sin perjuicio de ello, cualquier limitación en el transporte o la distribución para los generadores puede reducir la energía entregada, y por lo tanto, afectar las ventas de dichas compañías, pudiendo generar consecuencias adversas en la situación financiera de la Emisora.

Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de la Emisora de generar electricidad, lo cual podría afectar seriamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos operativos específicos del sector, algunos de ellos ajenos al control de la Emisora, entre ellos dificultades mecánicas y de ingeniería imprevistas, bajo rendimiento de las turbinas, interrupción del funcionamiento de las turbinas debido a desgaste y otras fallas de equipos, menores niveles de producción y/o un mayor consumo doméstico no pronosticado, defectos de diseño; escasez, indisponibilidad o altos costos de equipos, suministros, personal y servicios esenciales; accidentes, entre ellos riesgos ambientales tales como derrames de gasoil o filtraciones de gas; daños potenciales a la flora y fauna; el cumplimiento de leyes y reglamentaciones gubernamentales; cambios en el marco regulatorio y posible regulación o intervención del estado; así como litigios y otros conflictos. Asimismo, el costo estimado de ejecutar los planes de expansión de la Emisora podría no ser preciso y continuar dependiendo de una serie de factores, algunos de los cuales son ajenos al control de la Emisora.

El control y manejo de riesgos operativos depende normalmente de la disponibilidad de información adecuada y la capacitación del personal y de la existencia de procesos operativos y planes de mantenimiento preventivo que minimicen la posibilidad y el impacto de cualquiera de estos eventos.

La Emisora puede experimentar dificultades operativas, ya sea como resultado de errores humanos o como consecuencia de ciertos hechos externos, que pueden exigir la suspensión temporaria de actividades, repercutiendo sensiblemente en la disponibilidad de la Emisora. Bajo los PPA celebrados con CAMMESA y clientes bajo el régimen MATER para los parques eólicos de subsidiarias de la Emisora para el abastecimiento y compraventa de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, aquellas perciben como remuneración por la energía abastecida mensualmente un precio para cada MWh. La Emisora puede estar sujeta a importantes penalidades o a reducciones en sus ingresos, ante deficiencia en el abastecimiento bajo dichos contratos. Si bien la Emisora tiene un acuerdo con el fabricante de sus turbinas para garantizar el desempeño de sus parques eólicos (con ciertas limitaciones usuales para este tipo de acuerdos), y cuenta con un seguro de protección contra riesgos operativos, las dificultades operativas podrían tener un efecto adverso significativo sobre sus actividades, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

La Compañía opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de cambios regulatorios, multas y penalidades, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

La Compañía está sujeta a muy diversos controles y normas nacionales, provinciales y municipales, entre ellas las leyes y reglamentaciones tarifarias, laborales, previsionales, de salud pública, de protección al consumidor, ambientales y de defensa de la competencia. Asimismo, Argentina posee 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), y cada una de ellas está facultada por la Constitución Nacional a sancionar su propia legislación sobre impuestos, temas ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen ciertas facultades para regular estos temas. Si bien la generación de energía eléctrica es considerada una actividad de interés general sujeta a la legislación nacional, debido a que la Compañía cuenta con plantas situadas en distintas provincias, también está sujeta a las legislaciones provinciales y municipales correspondientes. No es posible garantizar que los acontecimientos futuros en las provincias y municipalidades con relación a tributos (entre ellos, impuestos a las ventas, tasas de higiene y seguridad e impuestos a los servicios en general), asuntos ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones no afectarán los negocios de la Compañía. El cumplimiento de las leyes y reglamentaciones actuales o futuras podría obligar a la Compañía a realizar gastos significativos y tener que desviar fondos de las inversiones programadas, con el consecuente efecto adverso significativo sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes por parte de la Compañía, o la reinterpretación de las normas actualmente vigentes, así como las nuevas leyes o reglamentaciones que puedan sancionarse, podrían hacer pasible a la Compañía de multas y penalidades, causando un efecto adverso significativo sobre sus negocios, situación financiera y resultados de sus operaciones.

Si bien la Compañía ha programado sus operaciones a los efectos de poder cumplir con sus obligaciones contractuales, no se puede asegurar que la misma no se enfrente factores que puedan condicionar dichas operaciones y generar demoras adicionales a las previstas que deriven en la aplicación de multas y/o penalidades a la Compañía y/o sus subsidiarias.

Asimismo, las operaciones de la Sociedad se rigen por diversos requisitos en materia de salud, seguridad y medio ambiente impuestos por reglamentaciones federales y, especialmente locales. La Sociedad ha incurrido y continuará incurriendo en gastos significativos para seguir cumpliendo con dicha normativa aplicable. Las leyes y reglamentaciones en cuestión también le exigen a la Sociedad obtener y mantener vigentes permisos, licencias y aprobaciones ambientales para la instalación y el funcionamiento de nuevos equipos necesarios para llevar adelante su giro comercial. Algunos de esos permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovación periódica.

El incumplimiento de los requisitos reglamentarios en cuestiones de seguridad o ambientales puede dar lugar a multas o sanciones, demandas por daños ambientales, obligaciones de remediación ambiental, revocación de autorizaciones ambientales, o cierre temporal o permanente de los Proyectos de Parques Eólicos. Asimismo, el cumplimiento con las reglamentaciones nuevas o modificadas en materia de salud, seguridad y medio ambiente también puede requerir de importantes inversiones de capital de parte de la Sociedad. Los cambios que a futuro se introduzcan en las normas que rigen en materia de salud, seguridad y medio ambiente, o en la interpretación de dichas normas, incluidos requisitos nuevos o más exigentes relativos a contaminación del aire y emisión de ruidos, desechos peligrosos y aguas residuales, o impuestos ambientales, pueden exponer a la Sociedad al riesgo de tener que incurrir en costos de capital, operativos o de cumplimiento más significativos en razón de dichos cambios y pueden limitar la disponibilidad de fondos para otros fines, con el consiguiente efecto adverso en el giro comercial, el resultado de las operaciones y la situación patrimonial de la Sociedad.

La Sociedad opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y pasivos, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

Los cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales la Compañía vende su electricidad pueden afectar su situación patrimonial y los resultados de las operaciones

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541. Con ella, se facultó al PEN a mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente al momento de la sanción. Asimismo, con fundamento

en lo dispuesto por la Ley de Solidaridad en el Marco de la Emergencia Pública, por medio de los Decretos N° 277/2020 y N° 278/2020, se dispuso la intervención del ENRE y el ENARGAS por parte del PEN hasta el 31 de diciembre de 2020. La intervención del ENRE y el ENARGAS fue prorrogada sucesivamente por vía de Decretos y se mantiene vigente hasta la actualidad. Recientemente, el 18 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el PEN dispuso la intervención de ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio.

Por otra parte, el MEM opera bajo la administración de CAMMESA. Los generadores entregan toda la electricidad que generan al SADI de acuerdo con los requerimientos de despacho de CAMMESA, sin perjuicio de la existencia de contratos de largo plazo u operaciones spot con partes compradoras. Desde marzo de 2019 y julio de 2020, subsidiarias de la Compañía obtuvieron habilitación comercial de sus parques eólicos Parque Eólico del Bicentenario y Parque Eólico San Jorge y el Mataco, respectivamente, dándose inicio a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica de fuente renovable firmados con CAMMESA por un plazo total de 20 años mediante los cuales CAMMESA se compromete a adquirir el total de la energía producida por dichos parques eólicos. Los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica están denominados en Dólares de los Estados Unidos de América, y son pagaderos en Pesos. Cualquier intervención o congelamiento del tipo de cambio aplicable a los referidos PPAs, o que eventualmente CAMMESA decida incumplir alguno de los términos y condiciones de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica, podría generar un efecto adverso en la rentabilidad de las sociedades subsidiarias (Parque Eólico del Bicentenario S.A. y Luz de Tres Picos S.A.), y en consecuencia, de la Compañía. Para mayor información véase “Información sobre la Emisora—b) Descripción del sector en el que se desarrollan las actividades de la Emisora—Descripción General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico—Marco Regulatorio de la Energía Renovable en Argentina” del presente Prospecto.

No se puede descartar la posibilidad de que el Gobierno argentino realice modificaciones adicionales en los marcos regulatorios que rigen la venta de la energía eléctrica generada por la Compañía, incluso si tales ajustes o futuras modificaciones no llegaran a tener un impacto negativo en los resultados operativos. Es más, no es dable asegurar bajo qué marco regulatorio la Emisora podrá vender su electricidad en el futuro.

No es dable asegurar que la introducción de modificaciones en las leyes y las reglamentaciones aplicables en la actualidad o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no tendrán un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía.

El incremento en las tarifas podría afectar la demanda de energía eléctrica, lo cual podría derivar en que las compañías de generación, como es el caso de ciertas compañías del grupo de la Emisora, registren una disminución de sus ingresos.

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002, la demanda de energía eléctrica en Argentina se redujo. Esta reducción se debió a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar sus facturas de energía eléctrica. Durante los años posteriores a la crisis económica de 2001 y 2002, la demanda de energía eléctrica experimentó un crecimiento significativo, con un incremento promedio anual de aproximadamente el 3,86% entre los años 2002 y 2015 (a pesar de la disminución producida en 2009). Este crecimiento se debió a la reducción de los costos como resultado de ciertos subsidios a la energía, el congelamiento de los márgenes y la eliminación de las disposiciones de ajustes por inflación en las concesiones de distribución. En marzo de 2016, el Gobierno argentino unificó e incrementó los precios para el consumo de energía en el mercado mayorista en Argentina, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos) para los consumidores residenciales que registren consumos mensuales de energía eléctrica que estén por lo menos un 10% por debajo del consumo registrado el mismo mes del año anterior. Estas medidas podrían haber provocado una reducción en la demanda de energía en Argentina. La demanda de electricidad disminuyó 2,3% en 2016, aumentó 2,7% en 2017 y disminuyó 2,5% y 2,16% en 2018 y 2019, respectivamente. Por su parte, la Ley de Solidaridad facultó al PEN a mantener las tarifas de electricidad que estén bajo jurisdicción federal por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días desde la entrada en vigencia de la misma, lo que fuera prorrogado por el Decreto 543/2020 y 1020/2020. El Gobierno Nacional finalizó la política de congelamiento de tarifas para los servicios de luz y de gas y en enero de 2021 comenzó a poner en marcha un nuevo sendero de ajuste de precios. Recientemente, el 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, hasta el 31 de diciembre de 2024 con el objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, y dispuso iniciar el proceso de revisión tarifaria integral. “Información sobre la Emisora – Descripción General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico – La Ley de Energía Eléctrica”.

La Emisora no puede determinar, a la fecha de este Prospecto, si dichas medidas tendrán mayores efectos sobre sus ingresos. Cualquier incremento significativo en el precio de la energía para el consumidor (ya sea por un incremento en las tarifas o por un recorte en los subsidios a los consumidores) puede resultar en una disminución en la demanda de la energía generada por la Emisora. Como consecuencia, cualquier efecto significativo adverso en la demanda de energía eléctrica podría llevar a que las compañías de generación, como es el caso de ciertas compañías del grupo de la Emisora, registren una disminución en los ingresos y resultados de las operaciones en comparación con los que se prevén actualmente.

Riesgos a los que podría verse expuesto el negocio de la Emisora como consecuencia del cambio tecnológico en el mercado energético

El mercado energético está supeditado a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto desde la perspectiva de la generación como de la demanda. Por ejemplo, en lo que respecta a la generación de energía, cabe destacar el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía por conversión a gas (conocida por el nombre de tecnología “power-to-gas”) y el aumento del abastecimiento de energía como resultado de nuevas aplicaciones tecnológicas, entre ellas, la técnica de fracking o la digitalización de las redes de generación y distribución.

En lo que respecta a la demanda, el surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de energía a nivel del consumidor, o bien que permitan mejorar el proceso de realimentación (por ejemplo, al utilizar el almacenamiento de energía para generar energías renovables) podría dar lugar a cambios estructurales en el mercado en favor de aquellas fuentes de energía sin o con bajo nivel de emisiones de dióxido de carbono, o bien de la generación de energía descentralizada (por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales). Asimismo, podría suceder que los aerogeneradores utilizados por las sociedades del grupo de la Compañía en los respectivos parques eólicos devengan en obsoletos en virtud de la mayor eficiencia de las nuevas tecnologías, lo que implicaría un desafío para las sociedades del grupo de la Compañía de modernizar sus equipos, lo que dependerá no sólo de factores internos de las mismas, sino que también del contexto imperante en su oportunidad.

Si la actividad comercial de las sociedades del grupo de la Emisora no logra reaccionar ante los cambios generados por los nuevos avances de la tecnología y ante los consiguientes cambios en la estructura del mercado o en la forma de funcionamiento del sistema de interconexión, su situación financiera y patrimonial, sus resultados, su funcionamiento y capacidad de despachar energía y su negocio podrían verse afectados adversa y significativamente.

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Emisora se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Emisora. Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios y un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora compite con otras empresas de generación por los megawatts de capacidad que se asignan mediante procesos de licitación pública. Debido a la competencia que existe entre las empresas de generación en estos procesos de licitación, la Emisora no puede predecir si resultará adjudicataria de proyectos adicionales aledaños a los Parques Eólicos.

La Emisora y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. Por lo tanto, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más energía eléctrica a la misma, impidiendo que la Emisora pueda entregar la energía eléctrica que produce. Por otra parte, el Gobierno argentino (o cualquier otro entre que actúe en su nombre) podría no efectuar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de modo tal que, en el supuesto de producirse un incremento en la producción de energía, le permita a la Emisora y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Emisora de entregar sus productos a los clientes, con el consiguiente efecto negativo en sus negocios, situación financiera y resultado de sus operaciones. Para más información de los riesgos relacionado a la capacidad de despacho de energía, véase “—En Argentina existen ciertas restricciones al transporte y la distribución de

energía eléctrica que afectan de manera adversa la capacidad de las empresas generadoras de inyectar toda la energía que pueden producir, lo que deriva en una reducción de las ventas” de este Prospecto.

Riesgos relativos al negocio de la Compañía

La cobertura parcial de seguros podría afectar significativamente la capacidad de la Compañía de cubrir posibles pérdidas

Las operaciones de la Compañía están sujetas a varios riesgos y peligros, incluyendo accidentes industriales, tensión laboral, condiciones geológicas inesperadas, cambios en la regulación aplicable, desastres ambientales y climáticos y otros fenómenos. La Compañía cuenta con cobertura de seguros para cubrir ciertas pérdidas potenciales resultantes de la ocurrencia de algunos de los riesgos mencionados anteriormente. Esto puede resultar en que la cobertura de seguros de la Compañía, ante un evento de una pérdida sustancial, no sea suficiente o no haya sido constituida para pagar el valor total actual en el mercado o el costo de reposición actual de las propiedades de la Compañía. Por ello, si ocurriera alguno de esos riesgos, la Compañía podría verse obligada a solventar significativos costos imprevistos vinculados con riesgos no cubiertos o parcialmente cubiertos, los cuales podrían tener un efecto adverso significativo en los negocios, en su situación financiera y en los resultados de sus operaciones.

Es posible que la Compañía sufra demoras, mayores costos o pérdidas debido a dificultades con los propietarios de las tierras y las comunidades locales en donde se encuentran sus reservas.

El acceso a los sitios en los que opera la Compañía requiere la celebración de contratos (como por ejemplo de relevamientos, usufructos, servidumbres y autorizaciones de acceso) con los propietarios de las tierras, y eventualmente, con ocupantes ilegales o con comunidades locales. Si bien la Compañía ha celebrado contratos con los propietarios de las tierras por periodos de tiempo extensos, en caso de existir cambios regulatorios o de otra índole que demanden la modificación de los mismos, y la Compañía no pudiera negociar contratos con los propietarios de las tierras, es posible que deba iniciar acciones legales para cumplir con dichos requerimientos o bien para obtener acceso a los sitios de sus operaciones, en los términos que dichos cambios demandan, podría afectarse la capacidad de la Compañía de desarrollar sus actividades a la vez de generarse una demora en el avance de sus operaciones en esos sitios lo que podrá resultar en costos o pérdidas adicionales.

No es posible garantizar que las controversias con los propietarios de las tierras, (o, eventualmente, con ocupantes ilegales o con comunidades locales) no afectarán las producciones o demorarán las operaciones de la Compañía ni que los contratos celebrados con esos propietarios en el futuro requerirán que la Compañía incurra en costos adicionales, lo que tendría un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Gran parte del personal de la Compañía está afiliado a sindicatos, por lo que la Compañía podría ser objeto de medidas sindicales.

Al 31 de diciembre de 2023, aproximadamente el 54% de los empleados de la Compañía eran miembros de un sindicato compuesto exclusivamente de personal de la Compañía o miembros de sindicatos de empleados que prestan servicios para la industria del petróleo. Si bien las relaciones actuales con el sindicato son estables, la Compañía no puede asegurar que, no será objeto de trastornos o paros laborales en el futuro, lo cual podría tener un efecto negativo adverso sobre sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Asimismo, la Sociedad terceriza algunos servicios relacionados con sus actividades de producción de petróleo y gas con compañías cuyo personal se encuentra afiliado a sindicatos, y algunas de estas compañías han sido afectadas por huelgas. Los conflictos o las huelgas del personal de los prestadores de servicios de la Compañía, que se encuentran fuera de su control, podrían afectar las operaciones en el segmento del petróleo y gas de PCR y a su turno perjudicar sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La Compañía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de joint ventures y sociedades con participación de terceros ajenos al grupo PCR, y en caso de no continuar con dichas asociaciones o de no resolver un desacuerdo significativo con sus socios, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Compañía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de *joint ventures* con la empresa provincial PAMPETROL SAPEM y en la sociedad GEAR I la cual cuenta con una participación societaria de ACINDAR en un 49%. Como resultado, la continuidad de dichas asociaciones resulta vital para la continuidad de su éxito. En caso de que cualquiera de sus socios decidiera poner fin a su relación con la Compañía o vender su participación en dichas asociaciones, es posible que la Compañía no pueda reemplazarlo u obtener la financiación necesaria para comprar la participación de su socio. Véase “*Información sobre la Compañía—Historia y desarrollo de la Compañía*”. Como resultado de ello, la discontinuidad de algunas de sus asociaciones o la falta de resolución de desacuerdos con sus socios podría afectar en forma adversa la capacidad de la Compañía de operar el negocio objeto de las mismas, lo que tendría a su vez un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones, su capacidad de pagar las deudas a sus vencimientos y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El rendimiento de la Compañía depende ampliamente de la contratación y retención de personal clave.

El rendimiento actual y futuro de la Compañía dependen en gran medida de los aportes continuos de su alta gerencia y otro personal clave, incluido su director ejecutivo. No puede garantizarse que la Compañía tendrá éxito en retener y atraer personal clave calificado bajo términos aceptables.

La Compañía podría verse expuesta a riesgos relacionados con procedimientos legales.

La Compañía podría verse expuesta a riesgos relacionados con procedimientos legales. Si bien la Sociedad estima que ha evaluado adecuadamente esos riesgos sobre la base de la opinión y el asesoramiento de sus asesores legales externos y conforme a las normas contables aplicables, no se puede garantizar que no estará expuesta a procedimientos legales en el futuro, en particular con relación al medio ambiente. Si como resultado de tales procedimientos legales se emitiera una decisión total o parcialmente adversa para la Compañía, PCR podría incurrir en pérdidas que superan sus provisiones por tales contingencias lo que a su turno podría perjudicar sus negocios, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Para más información, véase “*Antecedentes Financieros—Procesos Judiciales y Administrativos*” del presente Prospecto.

Puede haber factores ajenos al control de la Compañía que impidan o demoren el inicio de operaciones de los Nuevos Proyectos en Desarrollo y otros proyectos futuros que la Compañía pudiera desarrollar.

La Compañía -a través de sus subsidiarias cuenta con importantes proyectos en etapa de desarrollo (entre otros): (i) Parque Eólico La Escondida, ubicado en la localidad de Vieytes (Provincia de Buenos Aires), el cual cuenta con 110 MW de prioridad de despacho asignada por CAMMESA; y (ii) Parques eólicos ubicados en la Provincia de Buenos Aires, los cuales cuentan con 440 MW de prioridad de despacho asignada en su conjunto, sujetos a la realización por parte de la compañía, de ciertas obras de ampliación en la capacidad del sistema de transporte. Asimismo, la Compañía ha participado y seguirá participando en licitaciones del Gobierno argentino y licitaciones privadas para energía renovable. Sin embargo, no es posible garantizar a los inversores que las ofertas de la Compañía resultarán satisfactorias o que será capaz de celebrar nuevos contratos de compra de energía en el futuro.

Las demoras en la eventual construcción o en el inicio de las operaciones de los Nuevos Proyectos en Desarrollo podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Compañía y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de la Compañía de eventualmente construir, cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de comenzar y poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades en la obtención de los permisos necesarios para importaciones de equipos para la instalación de los parques eólicos y/o dificultad en el pago a proveedores del exterior dadas las restricciones impuestas por el BCRA; (v) dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (vi) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vii) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (viii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (ix) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (x) huelgas o bloqueos; (xi) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xii) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xiii) desastres naturales

y condiciones meteorológicas severas, (incluyendo de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, e incendios forestales), accidentes u otros sucesos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los Nuevos Proyectos en Desarrollo efectivamente se construirán ni que, de decidirse dicha construcción, no sufrirán alguno de los riesgos antes mencionados, con los correspondientes excesos de costos asociados. Asimismo, debido a la competencia existente entre los generadores en estos procesos licitatorios y a la limitada capacidad adjudicada en estos procesos, la Compañía no puede predecir si será la adjudicataria de otros nuevos proyectos.

A su vez, en relación a sus proyectos, se le podrían aplicar multas a la Compañía si no se llegan a cumplir las operaciones comerciales a la fecha estipulada en los acuerdos.

La Sociedad está sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno, el lavado de dinero y el medio ambiente, además de otras leyes y reglamentaciones

La Sociedad está sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno, el lavado de dinero y el medio ambiente, además de otras leyes y reglamentaciones. La Sociedad puede quedar sujeta a investigaciones y procedimientos iniciados por las autoridades aplicables por supuestos incumplimientos de dicha normativa. Si bien la Sociedad implementa procesos de cumplimiento y un sistema de control interno, los citados procedimientos pueden dar lugar a multas u otras responsabilidades y pueden tener un importante efecto adverso en la reputación, el negocio, la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad. Si alguna de esas subsidiarias, empleados u otros terceros se involucran en prácticas fraudulentas o corruptas u otras prácticas comerciales desleales, o bien infringen la normativa o los controles internos aplicables, la Sociedad puede quedar sujeta a una o más medidas tomadas por la autoridad de aplicación de la ley, o bien puede determinarse que la Sociedad ha incurrido en incumplimiento de dichas leyes, lo cual puede dar lugar a penalidades, multas y sanciones y, a su vez, afectar negativamente la reputación, el negocio, la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables podrán tener garantía común, especial, flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros) y estarán estructuralmente subordinadas a toda la deuda y otros pasivos de las subsidiarias de la Sociedad; el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse adversamente afectado si cualquiera de las subsidiarias de la Sociedad se declara en quiebra, es liquidada o reorganizada.

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente podrán tener garantía común, especial, flotante y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros). Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a cualquier deuda garantizada que la Compañía pueda contraer en el futuro, por el valor de los activos que garanticen dicha deuda. Asimismo, bajo la Ley de Concursos y Quiebras conforme a las quiebras de Argentina, las obligaciones de la Compañía conforme a las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluyendo reclamos de sueldos, salarios, cargas, leyes sociales, impuestos y costas y gastos judiciales, créditos privilegiados y créditos de proveedores. En caso de que la Compañía se encontrará sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, estas preferencias tendrán prioridad sobre cualquier otro crédito, incluyendo reclamos por cualquier tenedor con respecto a las Obligaciones Negociables y, como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán verse imposibilitados de recuperar los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables, total o parcialmente.

Dado que los pagos en concepto de capital o intereses conforme a las Obligaciones Negociables no estarán garantizados por las subsidiarias de la Compañía, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de las subsidiarias de la Sociedad. En el caso de liquidación, disolución, reorganización por quiebra o procedimiento similar bajo la ley argentina relativo a de cualquiera de las subsidiarias de la Compañía, los tenedores de su deuda y sus acreedores tendrán en general tendrán derecho al pago de sus créditos con los activos de esas subsidiarias antes de que cualesquiera activos sean distribuidos a la Compañía y, a su vez a los acreedores, de la Sociedad incluyendo los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Podría no desarrollarse un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

Las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente constituyen títulos valores nuevos para los que no existe un mercado de negociación activo. La Compañía podrá presentar una solicitud para el listado de cada clase o serie de Obligaciones Negociables en BYMA y en el MAE, pero no es posible asegurar que se aprobará ninguna de tales solicitudes. Si las Obligaciones Negociables se negocian luego de su emisión inicial, pueden negociarse con un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño financiero de la Compañía, entre otros factores.

No es posible asegurar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente o que, en caso de desarrollarse, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o no se mantiene un mercado de negociación, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o verse imposibilitados de venderlas a un precio atractivo o en lo absoluto. Por ende, aun si se desarrolla un mercado, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los corredores bursátiles de crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Asimismo, si bien pueda desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éste podría no ser líquido.

Podría resultar dificultoso para los inversores obtener o ejecutar sentencias contra la Compañía.

La Compañía está constituida en Argentina. Todos sus directores y funcionarios ejecutivos tienen su domicilio real fuera de Estados Unidos, y esencialmente todos los activos de la Compañía están situados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría no ser posible para los inversores realizar el traslado de notificaciones procesales dentro de Estados Unidos a estas personas o ejecutar contra ellas o contra la Compañía, en Estados Unidos, sentencias judiciales dictadas en base a las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales en materia de títulos valores de Estados Unidos. La Compañía ha sido informada por sus asesores legales especiales de Argentina, Bruchou & Funes de Rioja, que podría resultar dificultoso para un inversor iniciar ante un tribunal argentino una acción original fundada exclusivamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales en materia de títulos valores de Estados Unidos contra la Compañía, sus directores y/o sus funcionarios. Existen dudas respecto de si los tribunales argentinos permitirían dichas acciones o harían valer disposiciones de responsabilidad civil en su contra. Si se solicitara la ejecución de una sentencia dictada por un tribunal estadounidense ante los tribunales federales o los tribunales comerciales de la Ciudad de Buenos Aires, dichas sentencias estarán sujetas al cumplimiento de ciertos requisitos bajo la ley argentina, tales como los artículos 517 a 519 del Código de Procedimiento Civil y Comercial de la Nación, entre ellos la condición de que la sentencia no debe violar normas de orden público de Argentina, conforme lo determine un tribunal de Argentina.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente (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 Compañía en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, 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 a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente 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.

Los acontecimientos de otros países pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente puede verse negativamente afectado por acontecimientos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Los mercados de valores de Argentina están influenciados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversores a los acontecimientos de un país puede afectar los títulos de emisoras de otros países, entre ellos Argentina. No es posible asegurar que el mercado de valores de emisoras argentinas no se verá afectado de forma negativa por los acontecimientos de otros países o que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento de las tasas de interés en un país desarrollado como Estados Unidos o un acontecimiento negativo en un mercado emergente puede generar importantes salidas de capitales de Argentina y provocar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

Los controles y restricciones cambiarias a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente o de repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.

El 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso electoral en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación "A" 6770 del Banco Central (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación "A" 6844 del Banco Central) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones "A" 6854 y 6856 del Banco Central, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección "Información Adicional—c) Controles de Cambio" del presente Prospecto.

A la fecha del presente Prospecto, la obligación estipulada por el punto 3.17 de las normas cambiarias del BCRA relativa a que quienes registraran vencimientos de capital de deuda financiera por un monto mayor al equivalente a U\$S 2 millones por mes calendario, hasta el 31 de diciembre de 2023, debían refinanciarlos y que el Banco Central otorgaba acceso al mercado de cambios en los plazos originales por un monto de hasta 40% de los vencimientos -o superior, sólo si se cumplían determinadas condiciones- y debiendo refinanciarse el resto del capital a un plazo de, como mínimo, dos años de vida promedio, fue dejada sin efecto. Sin perjuicio de ello, no es posible garantizar que se emitan otras regulaciones con efectos similares y que ello no exija la refinanciación de otras obligaciones de la Emisora o una nueva refinanciación de las Obligaciones Negociables, y que ello tenga un impacto negativo sobre la misma, y en particular, que no afecte la capacidad de la Emisora de hacer frente a sus obligaciones en moneda extranjera.

Por último, a la fecha de este Prospecto, no es posible predecir si Argentina impondrá mayores controles cambiarios y restricciones a las transferencias, entre otras cosas, en respuesta a fugas de capitales o a una depreciación significativa del Peso. En ese caso, la capacidad de la Emisora de realizar pagos al exterior podría verse afectada, y por ende la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

No puede garantizarse que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables.

Las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables podrán cambiar luego de la emisión. Dichas calificaciones son de alcance limitado y no abordan todos los riesgos significativos relacionados con la inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente las opiniones de las sociedades calificadoras al momento de su asignación. Puede obtenerse una explicación sobre la significancia de dichas calificaciones consultando a las sociedades calificadoras.

No es posible garantizar que dichas calificaciones de riesgo continuarán vigentes durante ningún plazo determinado o que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán dichas calificaciones, si a su criterio las circunstancias así lo ameritan. La baja, suspensión o retiro de dichas calificaciones puede tener un efecto adverso en el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Política de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

Los objetivos de largo plazo de la Compañía están orientados a la consolidación de ésta como empresa energética en Latinoamérica, evitando tomar riesgos desmedidos que no sean acordes a su estructura de capital y operaciones.

Inversiones

Como correlato de lo antedicho, desde hace siete años, PCR viene realizando una serie de adquisiciones e inversiones en nuevos negocios tendientes a: buscar sinergias entre sus activos existentes, expandirse a nuevos negocios relacionados, y expandirse geográficamente buscando diversificación. Adicionalmente, ha mantenido sus inversiones para conservar los niveles de producción necesarios en cada una de sus unidades de negocio.

- Expansión geográfica

En la división de Petróleo y Gas, en el año 2018, la Compañía -a través de su subsidiaria PCR-ECUADOR participó de la licitación Bloques XII Ronda Petrolera Intracampos, resultando adjudicataria de las áreas exploratorias Arazá Este y Sahino. El objetivo de dicha adquisición consistió en continuar con la expansión geográfica de las operaciones de petróleo y gas de la Compañía iniciadas en Ecuador en 1999.

En la división de Energías Renovables, desde el año 2021, la Compañía se encuentra trabajando en el desarrollo de proyectos de energía solar en diferentes ubicaciones en Estados Unidos (Iowa, Illinois, New México, Georgia, Luisiana y Arkansas). Durante el proceso de desarrollo, se busca que dichos proyectos obtengan todo lo necesario para iniciar la construcción. Esto incluye, entre otros, obtener derechos sobre los terrenos donde se ubicarán los proyectos y la tramitación de permisos de interconexión, de construcción y permisos ambientales para así poder avanzar en instancias comerciales con potenciales compradores de la energía. En ese marco, se constituyeron subsidiarias en los Estados Unidos de América para el desarrollo y construcción de parques de generación de energías renovables. Se han generado Corporations (Corp) dependientes de PCR Investments S.A. de Uruguay (ex Dutmy) y sus correspondientes Limited Liability Company (LLCs).

- Sinergias con activos existentes y consolidación de operaciones en Argentina

En febrero de 2023, PCR adquirió el 100% de participación en las áreas hidrocarburíferas “Cerro Mollar Norte” “Cerro Mollar Oeste”, “La Brea”, “La Paloma – Cerro Alquitrán”, “Puesto Rojas”, ubicadas en las localidades de Malargüe y San Rafael de la Provincia de Mendoza, así como una planta de entrega de crudo y otros activos relacionados. Dichas áreas forman parte de la zona norte de la Cuenca Neuquina y actualmente se encuentran en explotación de petróleo y gas. Dada la ubicación geográfica de las mismas dichas áreas presentan sinergias en su operación con el área de “El Sosneado”, operada por PCR y ubicada en dicha región. De esta manera, la Compañía puede aumentar su producción en sus áreas existentes con inversiones de capital reducidas y bajos costos de comercialización.

- Incursión en el segmento de Energías Renovables en Argentina

Actualmente la Compañía está desarrollando su potencial en la industria de energías renovables para aprovechar el marco regulatorio actualmente favorable en Argentina. Desde el año 2016, la Compañía viene se encuentra ampliando la capacidad instalada de energías renovables mediante la construcción de 5 parques eólicos por una capacidad total de 527,4 MW en las provincias de Buenos Aires, Santa Cruz y San Luis.

La Compañía ha realizado inversiones por aproximadamente U\$S 280 millones, en los últimos tres años destinados a energías renovables.

Financiamiento

La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes y mediante financiamiento externo proveniente de préstamos bancarios y de la emisión de obligaciones negociables, generalmente denominado en Dólares de los Estados Unidos de América. Esto resulta así, ya que la mayor parte de sus ganancias

operativas están atadas al precio del Dólar (segmento de negocio de petróleo y gas en Argentina y Ecuador, y energías renovables en Argentina).

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para las industrias en las cuales opera, y el mayor nivel de liquidez posible para afrontar las inversiones de sus unidades de negocio. Considerando las inversiones de la compañía, que incluyen inversiones importantes en bienes de capital, PCR recurre mayormente a financiamientos de mediano y largo plazo. Esta estrategia le ha permitido contar con los fondos necesarios para las adquisiciones de yacimientos antes mencionados y para la construcción y desarrollo de los parques eólicos. Para mayor detalle, ver “Liquidez y Recursos de Capital – Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

La Compañía cuenta, a la fecha del presente Prospecto, con los fondos disponibles para cancelar sus compromisos de deuda de los próximos doce meses. No obstante, considera que, para afrontarlos de forma sostenible, sumado al CAPEX previsto para 2024 de aproximadamente U\$S 100 millones, necesitará tomar nuevos préstamos con diversas entidades financieras de relación y/o recurrir al mercado de capitales. La Compañía posee un departamento de Finanzas Corporativas cuya función es mantener y consolidar la relación con diversos bancos e inversores locales e internacionales.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía contaba con la siguiente estructura de liquidez y deuda:

Facilidad	Monto (MUSD)	USD/ARS Mix		Vida Promedio (años)	Costo ARS	Costo USD
Préstamos Bancarios	13,3	100%		0,5	-	8,9%
Project Finance	90,2	100%		4,7	-	9,2%
Obligaciones Negociables	453,3	96%	4%	2,4	-	0,7%
Préstamos de soc. no controladoras	42,7	100%		4,0	-	1,0%
Deuda Bruta	599,5	97%	3%	2,8	130%	2,2%
Caja e Inversiones	165,6					
Deuda Neta	433,9					

Valores convertidos a Dólares de los Estados Unidos de América utilizando el tipo de cambio de cierre vendedor divisa al 31 de diciembre de 2023 (808,45 \$/U\$S).

Actualmente, la Compañía tiene un financiamiento de largo plazo bajo la modalidad “project finance” con Inter-American Investment Corporation, KFW IPEX-BANK GMBH y EKF DENMARK’S EXPORT CREDIT AGENCY por un monto de capital vigente de aproximadamente U\$S 84 millones con vencimiento en 2033; préstamos bilaterales con entidades financieras locales y del exterior por un total de capital vigente de U\$S 26 millones; y un total aproximado de U\$S 436 millones alocados en once (11) clases de Obligaciones Negociables en circulación (7 clases de Obligaciones Negociables emitidas por PCR bajo el Régimen de Emisor Frecuente y 4 clases de Obligaciones Negociables emitidas por su subsidiaria Luz de Tres Picos S.A., bajo su Programa de Obligaciones Simples (No Convertibles en Acciones) por hasta U\$S300.000.000 (o su equivalente en otras monedas).

Todas las emisiones realizadas han tenido una excelente aceptación por parte de inversores institucionales, como compañías de seguros y fondos de inversión, y por parte de inversores minoristas. Entendemos que PCR es una clara alternativa de inversión para los inversores, mostrando una adecuada diversificación de negocios y una muy buena diversificación geográfica. De esta forma, PCR ratifica la consideración del mercado de capitales local como una alternativa conveniente para la obtención de financiamiento.

Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad tenía en circulación 12 clases de Obligaciones Negociables (incluyendo las 4 Obligaciones Negociables emitidas por su subsidiaria Luz de Tres Picos S.A.). A continuación, se presenta un detalle de los principales términos y condiciones de las Obligaciones Negociables en circulación a esa fecha.

Serie/Clase de Obligaciones Negociables	Monto en Circulación al 31 de diciembre de 2023 (U\$S/Pesos)	Monto en Circulación al 31 de marzo de 2024 (U\$S/Pesos)	Tasa de Interés	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento
Clase E y Adicionales – Dollar Linked	U\$S 32.684.134	—	4,75%	15 de marzo de 2021 y 31 de mayo de 2021	15 de marzo de 2024 ⁽¹⁾
Clase 1, emitida por Luz de Tres Picos S.A. – Dollar Linked	U\$S 30.000.000	U\$S 30.000.000	0%	28 de octubre de 2021	28 de octubre de 2024
Clase H – Dollar Linked	U\$S 50.000.000	U\$S 50.000.000	0,99%	17 de diciembre de 2021	17 de diciembre de 2024
Clase 2, emitida por Luz de Tres Picos S.A. – Dollar Linked	U\$S 15.000.000	U\$S 15.000.000	0%	5 de mayo de 2022	5 de mayo de 2025
Clase 3, emitida por Luz de Tres Picos S.A. – Dollar Linked	U\$S 62.536.958	U\$S 62.536.958	5,05%	5 de mayo de 2022	5 de mayo de 2032
Clase J - Pesos	\$ 4.295.093.000	—	Badlar + 0%	19 de julio de 2022	19 de enero de 2024 ⁽²⁾
Clase 4, emitida por Luz de Tres Picos S.A. – Dollar Linked	U\$S 80.000.000	U\$S 80.000.000	0%	29 de septiembre de 2022	29 de septiembre de 2026
Clase K y K Adicionales – Dollar Linked	U\$S 78.000.000	U\$S 78.000.000	0,50%	7 de diciembre de 2022 y 16 de mayo de 2023	7 de diciembre de 2026
Clase L - Pesos	\$7.439.994.886	\$7.439.994.886	Badlar + 0%	15 de febrero de 2023	15 de agosto de 2024
Clase M - Pesos	\$ 2.285.083.000	\$ 2.285.083.000	Badlar + 2,97%	16 de mayo de 2023	16 de mayo de 2024 ⁽³⁾
Clase N – Dollar Linked	U\$S 24.803.101	U\$S 24.803.101	0,00%	16 de mayo de 2023	16 de mayo de 2025
Clase O – Dollar Linked	U\$S 60.000.000	U\$S 60.000.000	0,00%	22 de septiembre de 2023	22 de septiembre de 2027
Clase P - Pesos	-	\$ 21.064.999.000	Badlar + 0%	1 de marzo de 2024	1 de marzo de 2025

(1) A la fecha del Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase E se encuentran completamente amortizadas.

(2) A la fecha del Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase J se encuentran completamente amortizadas.

(3) A la fecha del Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase M se encuentran completamente amortizadas.

A la fecha del presente prospecto, el monto total de las 10 clases de obligaciones negociables en circulación emitidas por PCR y por su subsidiaria Luz de Tres Picos, asciende a un total equivalente a U\$S 431.487.383,2, teniendo en cuenta el tipo de cambio determinado conf. Comunicación BCRA "A" 3500 de fecha 2 de julio de 2024 (\$/U\$S 915,1667). Este

monto incluye las Obligaciones Negociables Clase P y excluye las Obligaciones Negociables clase J y clase E y clase M, cuyo vencimiento se produjo en enero y marzo de 2024, respectivamente.

Cabe destacar que las 4 obligaciones negociables emitidas por Luz de Tres picos S.A. se encuentran listadas en el panel de Bonos Sociales Verdes y Sustentables de BYMA y cuentan con calificación de bono verde BV1 de FlixScr.

Política Ambiental

Teniendo en cuenta las industrias en las cuales opera, la Compañía está altamente regulada en cuanto a cuestiones ambientales. En su actividad cementera, la Compañía cuenta con todas las autorizaciones y certificaciones ambientales emitidas por la Secretaría de Estado de Ambiente del Ministerio de Salud y Ambiente de la Provincia de Santa Cruz, que exigen determinadas prácticas respecto de temas como el uso del agua, desechos peligrosos y utilización de tecnología. A su vez, nuestras plantas de cemento cuentan con Sistemas de Gestión Ambiental y Social (“SGAS”) que implican evaluaciones iniciales de impacto ambiental, monitoreos periódicos, capacitaciones sobre mejores prácticas al personal, planes de contingencia, entre otros puntos. De la misma forma cuenta con compromisos de remediaciones de canteras, de las cuales se obtienen materias primas.

Para su actividad petrolera, la Compañía posee sistemas de gestión ambiental para el cumplimiento de la legislación, el tratamiento efectivo de los aspectos ambientales asociados a impactos significativos y el cumplimiento de la política ambiental. Estos sistemas y manuales son necesarios para obtener las aprobaciones por parte de los diferentes organismos de contralor en Argentina y Ecuador.

Finalmente, en su actividad de energías renovables, estos proyectos requieren de las aprobaciones de organismos provinciales y en algunos casos revisiones bajo la normativa de International Finance Corporation. Estas normativas exigen que se realicen determinados estudios de impacto social y ambiental. Estos estudios exigen determinadas evaluaciones respecto de: políticas de relación con pueblos originarios si los hubiese, estudios de sombras, estudios de ruidos, impacto en las comunidades aledañas, generación de empleo, estudios de flora y fauna, incluyendo aves y sus movimientos migratorios, y una supervisión durante la vida del proyecto, así como políticas integrales de calidad, medio ambiente, y seguridad y salud en el trabajo. En estos casos, los estudios son realizados por equipos propios de la Compañía y algunos son certificados por consultores externos de carácter nacional e internacional.

Compromiso con la Sustentabilidad

A lo largo de más de 100 años de trayectoria, PCR se ha comprometido con el desarrollo económico, el bienestar de la sociedad y el cuidado del medioambiente, buscando destacarse por su capacidad de “hacer las cosas bien” y mejorar de manera continua. La Compañía trabaja día a día para asegurar el crecimiento sostenido y sustentable de su organización y de todas las sociedades que integran el Grupo PCR, bajo normas que garanticen el respeto de las personas, el cuidado del ambiente y el desarrollo de su actividad productiva, favoreciendo siempre el crecimiento de las comunidades locales en las que opera.

En 2023 se definió la Política de Sustentabilidad, cuyo objetivo es establecer líneas estratégicas de acción para gestionar, direccionar y medir los impactos generados por las distintas operaciones productivas en los ámbitos en que se desarrollan. La política –basada en las mejores prácticas en materia ética, respeto por las personas, las comunidades y protección del entorno– se estructura en base a tres ejes estratégicos: negocio, impacto social e impacto ambiental bajo un eje transversal de gobernanza.

Asimismo, durante ese mismo año la Compañía presentó su primer Reporte de Sustentabilidad en el que se registró detalladamente toda la gestión en estas dimensiones establecidas en la Política Corporativa cumpliendo con la rendición de cuentas de cada uno de sus compromisos asumidos.

Todo este programa de sustentabilidad de la Compañía está diseñado para contribuir al cumplimiento de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS) planteados por las Naciones Unidas, los cuales buscan erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todas las personas como parte de una nueva agenda 2030.

Es así que, conscientes de que PCR es un actor socioeconómico clave para su desarrollo, invierte en programas y acciones que generen valor compartido y capacidad instalada en las comunidades de las que es parte, con una mirada en la sostenibilidad de sus actividades y el bienestar de las personas. La estrategia de inversión social está retroalimentada a

partir del contacto constante y cercano con los principales referentes, instituciones y autoridades de las comunidades, definiendo como ejes estratégicos de trabajo para el mediano plazo a la educación, el desarrollo local y la salud.

PCR cuenta con un sistema integrado que alcanza las áreas de higiene, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional. Adicionalmente, cada unidad de negocio cuenta con una política que incluye compromisos en cada uno de estos aspectos aplicados a las particularidades de su actividad. En líneas generales, a través de las políticas, se compromete a proporcionar condiciones seguras y saludables de trabajo; prevenir lesiones y enfermedades profesionales trabajando en la eliminación y mitigación de riesgos; promover una cultura de mejora continua en materia de protección de personal, calidad de los procesos, optimización de procesos; evaluar los riesgos de las actividades y; mantener canales de comunicación, participación, reclamos y consulta con nuestros grupos de interés.

En cuanto a la dimensión ambiental en particular, la Compañía trabaja para gestionar su negocio a través de prácticas y procesos que prioricen el cuidado del medio ambiente, la gestión eficiente de recursos y la contribución a la lucha contra el cambio climático.

Cabe destacar que, cada una de las unidades de negocio, incluidas las operaciones en Ecuador, cuentan con compromisos específicos, dentro de políticas formales, aplicados a las particularidades de su actividad.

Finalmente, en cuanto a la gestión de la gobernanza, la Compañía puso en marcha un Programa de Integridad que está dirigido a ordenar el desarrollo de cada aspecto del negocio en el marco de principios de responsabilidad y transparencia. En este caso, la herramienta de gestión es nuestro Código de Gobierno Corporativo, a través del cual se trabaja constantemente velando por el cumplimiento de sus objetivos económicos, garantizando el bienestar de sus colaboradores y de la sociedad en su conjunto.

Política de Dividendos

La Compañía no tiene una política de dividendos determinada. La política de dividendos de la Compañía dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el Directorio considere relevante.

La Asamblea General Ordinaria N° 123 y Extraordinaria N° 117 de accionistas celebrada con fecha 11 de abril de 2024, en concordancia con la recomendación del Directorio, resolvió que los resultados no asignados negativos al cierre del ejercicio económico N°51, que ascienden a la suma de \$13.839.129.467, monto expresado en moneda constante al 31 de diciembre de 2023, sean absorbidos con la Reserva Facultativa existente creada en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de PCR de fecha 16 de abril de 2012 según el art. 70 de la Ley General de Sociedades para el pago de futuras distribuciones de dividendos y/o para hacer frente a la necesidad de capital de trabajo, inversiones y nuevos negocios de PCR y sus empresas controladas. Asimismo, dicha Asamblea aprobó la desafectación parcial de la suma de \$10.090.295.320 de dicha reserva facultativa y su posterior distribución como dividendos entre los accionistas de la Sociedad, en efectivo, a razón de \$140 por acción. También se resolvió que al monto de dividendos previsto en el punto anterior, se le deducirá el importe de \$2.522.573.830 que los señores accionistas han percibido como anticipo de dividendos, a razón de Pesos \$35 por acción, en proporción a sus respectivas tenencias, a cuenta del ejercicio económico N°51 aprobado precedentemente, y que fuera resuelto en la reunión de directorio según el Acta de Directorio N°1628 de fecha 27 de septiembre de 2023.

Distribución de Dividendos

El 11 de abril de 2024, mediante la asamblea general ordinaria N° 123 y extraordinaria N° 117 (que puede encontrarse en la AIF bajo el N° 3180741) se resolvió la desafectación parcial de la suma de \$10.090.295.320, para el pago de un dividendo en efectivo y en pesos, de \$140 por acción.

El 13 de abril de 2023, mediante la asamblea general ordinaria N° 122 y extraordinaria N° 116 (que puede encontrarse en la AIF bajo el N° 3028786) se resolvió el pago de un dividendo en efectivo y en Pesos, por un monto de \$2.666.720.906, correspondiente a \$37 por acción.

El 5 de enero de 2022, mediante la asamblea ordinaria N°120 (que puede encontrarse en la AIF bajo el N°2841641) se resolvió la desafectación de la reserva facultativa por un monto de \$631.364.192,88, para el pago de un dividendo en efectivo y en pesos, de \$8,76 por acción.

El 5 de octubre de 2021, mediante la asamblea ordinaria N°119 (que puede encontrarse en la AIF bajo el N°2800473) se resolvió la desafectación de la reserva facultativa por un monto de \$296.942.976,56, para el pago de un dividendo en efectivo y en pesos, de \$4,12 por acción.

Montos Disponibles para Distribución

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo con los resultados no asignados expuestos en los estados financieros anuales confeccionados de conformidad con las NIIF y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y con el estatuto de la Sociedad, se debe mantener una reserva legal de un 5% por año y hasta un máximo de hasta el 20% del capital accionario en circulación. La reserva legal no puede ser distribuida a los accionistas. En virtud de la Ley General de Sociedades y del estatuto de la Sociedad, la ganancia neta anual de la Compañía (ajustada para reflejar los cambios de los resultados anteriores) se asigna en el siguiente orden: (i) para cumplir con el requisito de la reserva legal; (ii) para pagar los honorarios devengados a favor de los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora; (iii) para pagar dividendos sobre las acciones preferidas; y (iv) el remanente de la ganancia neta del ejercicio se puede distribuir como dividendos sobre las acciones ordinarias, o para reservas voluntarias o contingentes, o de cualquier otro modo que sea decidido por los accionistas en la asamblea anual ordinaria.

El Directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Sociedad correspondientes al ejercicio anterior, juntamente con el informe que sobre ellos emite la Comisión Fiscalizadora. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

Principales Políticas y Estimaciones Contables

En la preparación de los Estados Financieros Consolidados, la Compañía se ha basado en variables y supuestos, derivados de la experiencia histórica y varios otros factores que consideró razonables y relevantes. Si bien PCR revisa estas estimaciones y suposiciones en el giro ordinario del negocio, la presentación de la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía a menudo requieren que la gerencia realice valoraciones sobre los efectos de cuestiones que son inherentemente inciertas sobre el valor en libros de los activos y pasivos de la Compañía y, en consecuencia, los resultados de sus operaciones.

Una política contable se considera crítica si en virtud de ella debe realizarse una estimación contable en base a presunciones sobre cuestiones altamente inciertas al momento en que se realiza la estimación, y si las diferentes estimaciones que puedan emplearse razonablemente, o los cambios en las estimaciones contables que puedan ocurrir razonablemente en forma periódica, podrían tener un impacto significativo en los estados financieros consolidados de la Compañía.

A los fines de brindar una explicación sobre cómo la gerencia realiza sus valoraciones sobre hechos futuros, incluyendo las variables y presunciones subyacentes a las estimaciones, y la sensibilidad de dichas valoraciones frente a diversas variables y condiciones, la Compañía ha incluido comentarios relacionados con cada política contable principal que se describe a continuación.

Deterioro de Propiedad, Planta y Equipo

Ante el primer indicio de que un activo puede haber sufrido desvalorización, la Compañía revisa el valor contable de propiedad, planta y equipo a efectos de determinar si existen indicios de que estos activos hubiesen sufrido una pérdida por deterioro. La Compañía evalúa el valor recuperable del activo para determinar el monto de su respectiva pérdida por desvalorización. Cuando no es posible estimar el valor recuperable de un activo en forma individual, la Compañía estima el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo ("UGE") a la que pertenece el activo en cuestión.

El valor recuperable equivale al valor razonable de mercado menos el costo de enajenación o al valor de utilización económica del activo o la unidad generadora de efectivo, el que fuera superior. Una vez estimado el valor de utilización económica, los futuros flujos de efectivo estimados se descuentan a valor presente, utilizando una tasa que refleja el costo promedio ponderado del capital invertido. Al analizar el valor de utilización económica, se utilizan proyecciones de flujo de efectivo basadas en la mejor estimación disponible de los ingresos y gastos de la UGE, utilizando proyecciones por sector, resultados anteriores y expectativas a futuro en cuanto a la evolución del negocio y del mercado. Los principales supuestos y aspectos considerados en las proyecciones incluyen tasas de descuento, volúmenes de producción, precios de venta, tarifas aplicables, normativa vigente, y estimación de incrementos en los costos, costos de mano de obra e inversiones, en particular, la Gerencia del Grupo estimó el componente tasa de endeudamiento contemplado en la tasa de descuento de los flujos (WACC), para las UGEs San Jorge-Mataco / Vivorotá-Mataco III (parques eólicos) considerando las tasas de referencia para endeudamiento bajo la modalidad Dólar-Linked, que le son aplicables.

En la valuación de activos de exploración y producción, se utilizan proyecciones del flujo de efectivo que involucran la vida útil económica productiva de yacimientos hidrocarburíferos, la cual está limitada por la finalización de contratos de concesión, permisos, contratos o acuerdos de servicios o explotación.

Los precios de referencia considerados se basan en una combinación de las cotizaciones disponibles en los mercados en los que opera la Compañía, teniendo en cuenta las circunstancias puntuales que podrían incidir en los distintos productos, sobre la base de estimaciones y criterios de la gerencia de la Compañía.

Si el valor recuperable del activo o de la UGE estimada es inferior a su valor contable, el valor contable se reduce entonces al valor recuperable, contabilizando una pérdida por desvalorización en el estado de resultados del ejercicio.

Cuando surgen nuevos acontecimientos o cambios en las circunstancias que indican que una pérdida por desvalorización contabilizada en un ejercicio anterior ha desaparecido o se ha reducido, se procede a contabilizar una reversión total o parcial de dicha pérdida por desvalorización sobre la base de una nueva estimación del valor recuperable. El valor contable de los activos o UGE que surge de la reversión de la pérdida por desvalorización contabilizada previamente no puede superar el valor contable que se habría determinado, si no se hubiese reconocido pérdida por desvalorización alguna en ejercicios anteriores. El efecto de dicha reversión se reconoce en el estado de resultados, en el período en el que se hubiesen suscitado los nuevos acontecimientos o cambios en las circunstancias.

La Compañía ha registrado una provisión por deterioro de su propiedad, planta y equipo del área Ayala, Provincia de La Pampa, Argentina, con cargo al rubro Otros gastos – deterioro de propiedad, planta y equipo del estado de resultados y otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2021 por PS. 373,5 (cifra expresada en moneda de diciembre 2022). La tasa de descuento utilizada para determinación de los flujos de fondos esperados futuros descontados al 31 de diciembre de 2021 ascendió a 12,3%. Asimismo, con motivo de la decisión de venta de la participación del 35% que el Grupo mantenía en el Convenio de Explotación de Hidrocarburos – área de operación directa “El Difícil” (Colombia) (Nota 13.d a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022), la Compañía registró una desvalorización de la propiedad, planta y equipo clasificada para la venta por Ps. 1.100,0 millones (cifra expresada en moneda de diciembre 2022), que imputó al resultado de las operaciones que se discontinúan en el estado de resultados y otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2021.

Reservas de Hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos son utilizadas como base para realizar el cálculo de la depreciación de los activos de producción de hidrocarburos, para el cálculo del valor recuperable de dichos activos y para el devengamiento del pasivo por abandono de pozos hidrocarburíferos. Las reservas de hidrocarburos son cantidades estimadas de petróleo crudo y gas determinadas de acuerdo con estudios geológicos y de ingeniería. Las estimaciones de reservas de petróleo y gas no son exactas y están sujetas a revisiones futuras que, en consecuencia, afectan a las estimaciones contables relacionadas.

Abandono de activos y reconstrucción medioambiental

A la fecha de cierre de cada ejercicio, la Gerencia de la Compañía efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de activos y reconstrucción medioambiental. Los costos son estimados considerando las leyes y regulaciones vigentes, tal cual han sido históricamente interpretadas y aplicadas y considerando los costos actuales de abandono. Cambios futuros en la tecnología, los costos, la legislación o la manera en que se administren las

reglamentaciones futuras podrían afectar significativamente la estimación del pasivo por abandono de activos y reconstrucción ambiental.

Provisiones por Litigios y otras Contingencias

El costo final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios puede variar con respecto a las estimaciones de la Compañías, las cuales se basan en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la previsión por contingencias registrada en los estados financieros consolidados de la Compañía. Para más información, véase “*Antecedentes Financieros—Procesos Judiciales y Administrativos*” del presente Prospecto.

Moneda funcional

La Compañía ha definido al Peso como la moneda funcional para las operaciones en Argentina, excepto por las sociedades controladas con operaciones de generación de energía eólica cuya moneda funcional es el Dólar. Asimismo, ha definido al Dólar para las operaciones en Ecuador (incluyendo la compañía holding relacionada) y Chile. Al determinar la moneda funcional, la Compañía evalúa la moneda que influye y determina los precios de venta, costos laborales, materiales, gastos de inversión y costos, financiamiento derivado de las operaciones de la Compañía.

Impuesto a las ganancias

La Compañía registra el impuesto a las ganancias aplicando el método del impuesto diferido. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas fiscales que la Dirección espera sean de aplicación en el ejercicio en el que el activo se realice o el pasivo se cancele. Los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que la Dirección considere probable que la Compañía disponga de beneficios fiscales futuros contra los que se puedan compensar las diferencias temporarias. Los saldos de los activos por impuesto diferido son revisados al cierre de cada ejercicio y son provisionados en la medida que la Compañía estime probable que no se dispondrá de suficientes ganancias impositivas en el futuro, como para permitir su recupero. Asimismo, la Compañía reconoce los quebrantos impositivos como activos por impuesto diferido en la medida en que su compensación a través de ganancias impositivas futuras se evalúe como probable.

Asimismo, en dicho reconocimiento, la Dirección de la Sociedad sigue los lineamientos de la IFRIC Nro. 23 “Incertidumbres en tratamientos del impuesto a las ganancias”, en particular en la evaluación del ajuste por inflación de los quebrantos impositivos cuando se cumplen las condiciones necesarias para su reconocimiento.

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN Y COMITÉ DE AUDITORÍA

a) Directores y Gerencia

La administración de la Compañía está a cargo de su Directorio, que actualmente está integrado por diez directores titulares y cuatro suplentes. Los accionistas presentes de la Compañía en cualquier asamblea anual ordinaria pueden fijar la cantidad de miembros del Directorio, entre un mínimo de cinco y un máximo de once directores titulares. Los directores así designados actuarán en tal calidad por un período de tres ejercicios sociales. Los accionistas eligen a un número de directores suplentes igual o menor que los titulares para cubrir las vacantes que se produzcan en el orden en que fueron elegidos. Los directores suplentes tienen el mismo período de mandato que los titulares. Los directores pueden ser reelectos por períodos sucesivos.

A continuación, se incluyen las nóminas de directores titulares y suplentes, del comité de auditoría y de la gerencia de primera línea de la Compañía. Los mismos fueron dispuestos por la Asamblea General Ordinaria N°123 y Extraordinaria N° 117 del 11 de abril de 2024.

Directores titulares y suplentes

Nombre	Cargo	C.U.I.T./ C.U.I.L.	Fecha de Designación	Fecha de Vencimiento	Antigüedad del cargo	Independiente*
Martín Federico Brandi**	Presidente	20- 29502521- 3	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Ernesto José Cavallo**	Vicepresidente	23- 10431282- 9	11/04/2024	31/12/2026	1987	No
Marcelo Aníbal Brandi**	Director Titular	20- 13214748- 6	11/04/2024	31/12/2026	1992	No
Horacio Luis Cavallo**	Director Titular	23- 14621514- 9	11/04/2024	31/12/2026	1996	No
Teresa Brandi**	Director Titular	23- 31060677- 4	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Verónica Brandi**	Director Titular	27- 31060685- 0	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Francisco Cavallo**	Director Titular	20- 27071702- 1	11/04/2024	31/12/2026	2024	No
Miguel Ángel Torilo	Director Titular	23- 10077005- 9	11/04/2024	31/12/2026	2014	No
Victor José Díaz Bobillo	Director Titular	20- 13881796- 3	11/04/2024	31/12/2026	2012	No
César Augusto Deymonnáz	Director Titular	20- 10201938- 6	11/04/2024	31/12/2026	2007	No
Victoria Brandi**	Director Suplente	27- 33862897- 3	11/04/2024	31/12/2026	2024	No
Facundo Nicolás Cavallo**	Director Suplente	20- 34982620- 9	11/04/2024	31/12/2026	2024	No

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Nombre	Cargo	C.U.I.T./ C.U.I.L.	Fecha de Designación	Fecha de Vencimiento	Antigüedad del cargo	Independiente*
Marcelo Segundo Brandi**	Director Suplente	20- 34705421- 7	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Macarena Brandi**	Director Suplente	27- 32173063- 4	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Alejandro Juan Cavallo	Director Suplente	20- 26836095- 7	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Juan Ignacio Giglio	Director Suplente	23- 21980436- 9	11/04/2024	31/12/2026	2021	No
Mariano Juárez Goñi	Director Suplente	23- 23222562- 9	11/04/2024	31/12/2026	2021	No

* Independiente conforme a las Normas de la CNV.

** Vínculo familiar existente entre los miembros del Directorio: (i) Martín Federico Brandi, Teresa Brandi, y Victoria Brandi, son hermanos, (ii) Ernesto José Cavallo y Horacio Luis Cavallo, son hermanos, (iii) Verónica Brandi y Macarena Brandi, son hermanas, (iv) Francisco Cavallo y Facundo Cavallo, son hermanos, (v) Ernesto José Cavallo es el padre de Francisco Cavallo y de Facundo Nicolás Cavallo, (vi) Marcelo Anibal Brandi y Marcelo Segundo Brandi son padre e hijo, respectivamente. No existen más vínculos familiares entre los miembros del Directorio.

A continuación, se incluyen reseñas biográficas de los miembros del Directorio de la Compañía:

Martín Federico Brandi (DNI 29.502.521) nació el 1 de mayo de 1982. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. El señor Brandi es Ingeniero industrial graduado en la Universidad de Buenos Aires (año 2007). En el 2015, participó en el “Stanford Executive Program” de Stanford University, Estados Unidos de América. Previo a unirse a la Compañía, trabajó como Coordinador de Planeamiento Corporativo en el Grupo Techint. Actualmente se desempeña como Presidente del Directorio de PCR y de todas las sociedades del Grupo Económico de PCR de Argentina (definido en la Sección “Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico”), entre las que se incluyen a Petromix S.A. (“**Petromix**”), Surpat S.A. (“**Surpat**”), PCR Logística S.A., PCR Investments S.A. (“**PCR Investments**”), Luz de Tres Picos S.A. (“**LDTP**”), Parque Eólico del Bicentenario S.A. (“**PEBSA**”), Cleanergy Argentina S.A., Generación Eléctrica Argentina Renovable I (“**GEAR I**”), así como las restantes sociedades argentinas incluidas en el organigrama de la Sociedad, véase “Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico”. Asimismo, es Socio Gerente de Timex S.A. (“**Timex**”) y Vicepresidente de PCR Investments US Corp. y de las demás Corporations del Grupo PCR constituidas en Estados Unidos. También es Presidente de Bahía Solano S.A. y Director Suplente de Poch S.A. y de Campo Chajarí S.A. Por otra parte, el Sr. Martín Federico Brandi es Vocal de la AFCP y del Instituto del Cemento Portland Argentino y Vicepresidente de la Cámara Eólica Argentina (CEA). El Sr. Martín Federico Brandi posee un contrato de trabajo con la Sociedad mediante el cual se desempeña como Director General (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550) desde el 22 de abril de 2021 (previo a dicha designación se desempeñaba como Gerente de Cemento y de la División de Energías Renovables).

Ernesto José Cavallo (DNI 10.431.282) nació el 1 de abril de 1952. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Se desempeña como Vicepresidente de la Compañía. Es abogado, graduado en la Universidad de Buenos Aires (1976). Es asimismo Licenciado en Administración de Empresas, graduado en la Universidad Argentina de la Empresa (UADE, 1976). Actualmente se desempeña como Vicepresidente del directorio de PCR Investments así como de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR (definido en la Sección “Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico”). Asimismo, es Socio Gerente de Timex y Director Suplente de Virapitá S.A. Por otra parte, el Sr. Ernesto José Cavallo es Vicepresidente de la AFCP y del Instituto del Cemento Portland Argentino.

Marcelo Anibal Brandi (DNI 13.214.748) nació el 18 de junio de 1960. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. El Sr. Brandi es Director Titular de la Compañía. Es contador público nacional, graduado en la Universidad Católica Argentina (1986). Asimismo, es Presidente de Marportres S.A. y de Rental Patagonia S.A.

Horacio Luis Cavallo (DNI 14.621.514) nació el 1 de junio de 1961. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. El Sr. Cavallo es Director Titular de la Compañía. Es asimismo Vicepresidente de Virapitá S.A.

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Teresa Brandi (DNI 31.060.677) nació el 26 de junio de 1984. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Se desempeña como directora del Centro de Logística Integrada y Operaciones del ITBA. Es ingeniera industrial graduada del ITBA y posee un doctorado profesional en ingeniería (PDEng) especializada en el diseño de redes logísticas de la Universidad Tecnológica de Eindhoven, Países Bajos. Trabajó como consultora especializada en logística. Teresa Brandi se desempeña como Directora Titular de PCR desde el año 2021, así como de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR (definido en la Sección “Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico”), con excepción de GEAR I. Asimismo es Directora Titular de Bahía Solano S.A., Campo Chajarí S.A., Inminagro S.A. y Poch S.A.

Verónica Brandi (DNI 31.060.685) nació el 26 de junio de 1984. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. La señora Brandi es licenciada en Relaciones Públicas en la Universidad de Ciencias Empresariales y Sociales (UCES) (año 2009). Se desempeña como Directora Titular de PCR desde 2021 así como socia gerente de Quattrum S.R.L.

Francisco Cavallo (DNI 27.071.702) nació el 18 de marzo de 1979. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es Licenciado en Administración de Empresas graduado de la Universidad de Buenos Aires (año 2003) y obtuvo el título de Master en Finanzas Corporativas graduado de la Universidad del Centro de Estudios Macroeconómicos de Argentina. El Sr. Francisco Cavallo es Director Titular de la Compañía desde el año 2024 y previo a eso fue Director Suplente desde el año 2012. Tiene un contrato de trabajo con la Sociedad mediante el cual se desempeña como Gerente de Tesorería.

Miguel Ángel Torilo (DNI 10.077.005) nació el 17 de marzo de 1952. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es ingeniero mecánico graduado en la Universidad Nacional de La Plata (1976) e ingeniero en petróleo graduado en la Universidad Nacional de Buenos Aires (1976). Finalizó el PDD (Programa de Desarrollo Directivo) en el IAE de la Universidad Austral (1998). Anteriormente se desempeñó como ingeniero de reservorios de YPF (1976-1983), ingeniero de reservorios, ingeniero de producción, Gerente del Área Comodoro Rivadavia, y Gerente de Ingeniería de PCR (1983-1999). Profesor de Física y Análisis matemático (1977-1992) en la UNSJB de Comodoro Rivadavia, Gerente General de Petroriva (1999-2002) y (2004- mayo de 2019) Gerente de Operaciones del Consorcio Petrosud–Petroriva (Ecuador) (1999-2002) y Gerente de petróleo y Gas de PCR (2004-2019). El Ing. Miguel Torilo es Director Titular de PCR desde el año 2014, y, asimismo, se desempeña como Presidente de PCR-Ecuador, FOSFOROCOMP y Petroriva y es el responsable de operaciones de PCR en Ecuador.

Víctor José Díaz Bobillo (DNI 13.881.796) nació el 22 de abril de 1960. Su domicilio especial es Leandro N. Alem 619, 3° piso, C.A.B.A. El Sr. Díaz Bobillo obtuvo su título de abogado de la Universidad de Buenos Aires en 1983. El Sr. Díaz Bobillo es Director Titular de la Compañía desde el año 2012. Es socio fundador del Estudio Díaz Bobillo, Vittone y Asoc. En la actualidad es Director titular en Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”), Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (“EDESUR”), Distrilec S.A., Presidente de Proinvest S.A. y Vicepresidente de Jewell Especialidades S.A. Asimismo, ha participado como director miembro de los comités de auditoría de Telefónica Holding Argentina S.A. (“THA”) y Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”) y Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”). También actuó como Vicepresidente de Central Puerto S.A. (“CEPU”), Central Neuquén S.A. y como Síndico en CMMESA.

César Augusto Deymonnaz (DNI 10.201.938) nació el 27 de febrero de 1952. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. El Sr. Deymonnaz es Director Titular de la Compañía desde el año 2007. Posee un título en administración de empresas de la Universidad Católica Argentina (1975). Ha completado cursos de posgrado en *management* avanzado en la Universidad Insead de Francia (1997), en la Universidad de Santa Clara de California Estados Unidos de América y posee el título de Magister en Sociología de la Universidad Católica Argentina (2010). Antes de unirse a la Compañía como Director Titular fue Presidente de La Luz Finanzas Corporativas S.A., Vicepresidente de FARF S.A. y socio de LW Securities; además fue miembro del senior management de Citibank, N.A. Sucursal Buenos Aires, de Stanton Chase Argentina, Activa Anticipar AFJP, ABN Amro Bank, Manufacturers Hanover Bank, Acindar y Chase Manhattan Bank. También fue Director del Fondo de Estabilización Bancaria (2000), Subsecretario del Ministerio de Economía de Argentina y Vicepresidente de la Asociación de Bancos de la República Argentina (ABRA).

Facundo Nicolás Cavallo (DNI 34.982.620) nació el 12 de noviembre de 1989. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es ingeniero químico e ingeniero en petróleo, graduado en el ITBA (2012 y 2014 respectivamente). Posee un posgrado en Finanzas en la UCA (2016) y una maestría en Evaluación de Proyectos en la

UCEMA-ITBA (en curso). Actualmente se desempeña como Líder de Evaluación de Proyectos de O&G. Conformar parte del Directorio de PCR, desde el año 2021, antes como Director Titular y en el 2024 como Director Suplente.

Victoria Brandi (DNI 33.862.897) nació el 16 de junio de 1988. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es ingeniera industrial graduada del ITBA y es Magister en Políticas Públicas de la Universidad SciencesPo de Paris. Comenzó su carrera profesional trabajando como especialista en planificación en LAN Argentina S.A. y actualmente se desempeña como Gerente Senior de negocio Fintech para Argentina en MercadoLibre. Asimismo, la Sra. Victoria Brandi es Director Titular de Parque Eólico del Bicentenario S.A. y Presidente de Campo Chajarí S.A., Inminagro S.A. y Poch S.A.

Marcelo Segundo Brandi (DNI 34.705.421) nació el 18 de agosto de 1989. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es Gerente Comercial de CBI Real Estate, una empresa dedicada al desarrollo inmobiliario. Es administrador de empresas, graduado en la Universidad Siglo 21. Posee un programa ejecutivo en Gestión y Desarrollos de Negocios Inmobiliarios en la Universidad de San Andrés y un curso de Marketing Digital en Digital House. Trabajó anteriormente en EIDICO y APMB en el área comercial y administración. Es Director Suplente de la Sociedad desde el año 2021.

Macarena Brandi (DNI 32.173.063) nació el 17 de febrero de 1986. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. La señora Macarena Brandi es licenciada de Comercialización en la Universidad Argentina de la Empresa (UADE). Actualmente se desempeña Key Account Manager (KAM) en Arcor SAIC. Macarena Brandi es Directora Suplente de la Sociedad desde el año 2021.

Alejandro Juan Cavallo (DNI 26.836.095) nació el 7 de agosto de 1978 en Buenos Aires. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es director de iluminación y cámara, graduado de la Universidad del Cine. Posee una maestría en administración de empresas (MBA) en la Universidad Torcuato Di Tella y una maestría en arte (MA) en la University of the Arts, Londres. Es presidente de Quest Energy S.A. y socio administrador de Acer Snacks S.A.S. Es Director Suplente de la Sociedad desde el año 2021.

Juan Ignacio Giglio (DNI 21.980.436) nació el 24 de enero de 1971. Desde el 11 de septiembre de 2017, se desempeña como Director de Administración y Finanzas (CFO) de la Compañía (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley N° 19.550) y en el año 2021, fue designado Director Suplente. Es Licenciado en Administración de Empresas graduado en la Universidad Católica Argentina (1996) y posee un Master en Finanzas Corporativas en la Universidad del CEMA (1998). Previo a su ingreso a PCR, el Sr. Juan Giglio trabajó en la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (Edenor) por cinco años (1995-2000) y un total de diecisiete años en el Grupo Clarín (2000-2017), ocupando en los últimos años el puesto de Gerente de Finanzas Corporativas de Grupo Clarín S.A. y de Gerente de Administración y Finanzas (CFO) de Arte Gráfico Editorial Argentino S.A. (editora del diario Clarín). Posee un contrato de trabajo con la Sociedad.

Mariano Juárez Goñi (DNI 23.222.562) nació el 27 de febrero de 1973. Además de la designación como Director Suplente en el año 2021, se desempeña como Director de Legales (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley N° 19.550) de la Compañía desde el año 2007. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina (1996) y realizó la Maestría en Derecho Tributario en la Universidad Austral (2013). Previo a su ingreso a la Compañía, en los estudios jurídicos Carregal & Funes de Rioja (1996-1997), Fernández Quiroga & Onetto (1997-1998), Simpson, Thatcher & Bartlett LLP (2001-2002) y Bruchou, Fernández Madero & Lombardi (1998-2007). Posee un contrato de trabajo con la Sociedad.

Actuación y Composición del Directorio

Las funciones y responsabilidades de los miembros del Directorio están fijadas por la ley argentina y el estatuto de la Compañía. Según la ley argentina, los directores deben cumplir sus funciones con lealtad y la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores no pueden participar en actividades que compitan con la Compañía sin la previa autorización de una asamblea de accionistas. Ciertas operaciones entre directores y la Compañía se encuentran sujetas a ratificación según los procedimientos de la ley argentina.

De conformidad con el Artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave,

conforme lo establece el artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Las siguientes actuaciones comprenden el obrar diligente por parte de los directores: (i) la prohibición de utilizar recursos corporativos e información confidencial para asuntos privados; (ii) la prohibición de aprovecharse o permitirle a terceros el aprovechamiento, por acción u omisión, de las oportunidades de negocios de la sociedad; (iii) la obligación de ejercer sus facultades para los propósitos contemplados en la ley, el estatuto social de la sociedad, reuniones de socios o reuniones del directorio; y (iv) la obligación de tener especial cuidado en que los actos del directorio no sean contrarios, directa o indirectamente, a los de la sociedad. En caso de existir conflicto de interés en alguna transacción de la sociedad, los directores deben informárselo al directorio y a la comisión fiscalizadora, incluyendo hechos o situaciones que puedan afectar el valor o la negociación de valores de deuda de la sociedad y deberán abstenerse de intervenir en la deliberación sobre esa transacción.

El artículo 271 de la Ley General de Sociedades permite a los directores celebrar acuerdos con la empresa que se relacionan con la actividad de ese director y que se concierten en las condiciones de mercado. Los acuerdos que no satisfacen ninguna de las condiciones anteriores deben contar con la previa aprobación del Directorio (o de la Comisión Fiscalizadora en caso de falta de quórum necesario por parte del Directorio) y deben notificarse a los accionistas en la Asamblea de Accionistas. Si los accionistas rechazan el acuerdo, los directores o los miembros de la Comisión Fiscalizadora, según sea el caso, serán solidariamente responsables de los daños y perjuicios a la compañía que puedan derivarse de dicho acuerdo. Los acuerdos que no cumplan con las condiciones descritas anteriormente y sean rechazados por los accionistas son nulos e inválidos, sin perjuicio de la responsabilidad de los directores o miembros de la Comisión Fiscalizadora por los daños a la compañía. Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del directorio en tanto el mismo declare su oposición por escrito e informare a la Comisión Fiscalizadora antes de que se entable un reclamo. La gestión de un director aprobada por los accionistas de la sociedad libera al director de cualquier responsabilidad por tal gestión, a menos que los accionistas que representen al menos el 5% del capital social objeten dicha aprobación, o que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o del estatuto de la sociedad. La Sociedad tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la sociedad reunidos en asamblea solicita tal medida.

La Ley de Mercado de Capitales establece las siguientes obligaciones, entre otras, para los miembros del Directorio de las sociedades argentinas que se encuentran en el régimen de la oferta pública:

- informar ciertos hechos sustanciales relacionados con la sociedad, incluido, como cualquier hecho o situación que pudiera afectar el valor o la negociación de los títulos valores de la sociedad;
- deber de lealtad (que incluye el deber de velar escrupulosamente para que su actuación nunca incurra en conflicto de intereses, directo o indirecto, con los de la Sociedad); y
- deberes de reserva y colaboración.

El artículo 99 de la Ley de Mercado de Capitales contempla el principio de transparencia en la oferta pública e impone a los directores los deberes de lealtad y diligencia en el ejercicio de sus tareas en cuanto a la información suministrada a la CNV o cualquier otro mercado.

Criterio de independencia del Directorio

Los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de una sociedad que se encuentra dentro del régimen de oferta pública, deberán informarle el carácter de independencia a la CNV dentro de los diez (10) días de su designación el carácter de independencia.

De conformidad con las Normas de la CNV, un director no es considerado independiente en ciertas situaciones, incluyendo las siguientes:

1. Sea también miembro del órgano de administración de la controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico de la emisora por una relación existente al momento de su elección o que hubiere cesado durante los tres años inmediatamente anteriores;
2. Esté vinculado a la emisora o a los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta "participaciones significativas" o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta

“participaciones significativas”, o si estuvo vinculado a ellas por una relación de dependencia durante los últimos tres años;

3. Tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con habitualidad y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de la emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”. Esta prohibición abarca a las relaciones profesionales y pertenencia durante los últimos tres años anteriores a la designación como director;
4. En forma directa o indirecta, sea titular del CINCO por ciento (5%) o más de acciones con derecho a voto y/o del capital social en la emisora o en una sociedad que tenga en ella una “participación significativa”;
5. En forma directa o indirecta, venda y/o provea bienes y/o servicios -distintos a los previstos en el inciso c)- de forma habitual y de una naturaleza y volumen relevante a la emisora o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración. Esta prohibición abarca a las relaciones comerciales que se efectúen durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director;
6. Haya sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos, por importes superiores a los descriptos en el inciso l) del artículo 12 de la Resolución UIF N° 30/2011 y sus modificatorias, de la sociedad, su controlante y demás sociedades del grupo del que ella forma parte, así como de los ejecutivos principales de cualquiera de ellas;
7. Reciba algún pago, incluyendo la participación en planes o esquemas de opciones sobre acciones, por parte de la sociedad o de las sociedades de su mismo grupo, distintos a los honorarios a recibir en virtud de su función de director, salvo los dividendos que le correspondan en su calidad de accionista en los términos del inciso d) y el correspondiente a la contraprestación enunciada en el inciso e);
8. Se haya desempeñado como director en la emisora, su controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico por más de diez años. La condición de director independiente se recobrará luego de haber transcurrido como mínimo tres años desde el cese de su cargo como director;
9. Sea cónyuge o conviviente reconocido legalmente, pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían las condiciones de independencia establecidas en esta reglamentación;
10. Sea miembro del órgano de administración o fiscalización de una o más sociedades que revistan el carácter de Agente de Negociación, de Agente de Liquidación y Compensación y/o de Agente de Corretaje de Valores Negociables que sean miembros del respectivo Mercado, o esté vinculado por una relación de dependencia con agentes miembros de tal Mercado; y
11. En forma directa o indirecta, sea titular de una participación significativa en una o más sociedades que revistan el carácter de Agente de Negociación, Agente de Liquidación y Compensación o Agente de Corretaje de Valores Negociables que sean miembros del respectivo Mercado.

De conformidad con las Normas de la CNV, el director que, con posterioridad a su designación, recayere en alguna/s de las circunstancias señaladas precedentemente, deberá ponerlo de manifiesto en forma inmediata a la emisora, la cual deberá comunicarlo a la Comisión y al o los mercados autorizados donde aquélla liste sus valores negociables inmediatamente de ocurrido el hecho o de llegado éste a su conocimiento.

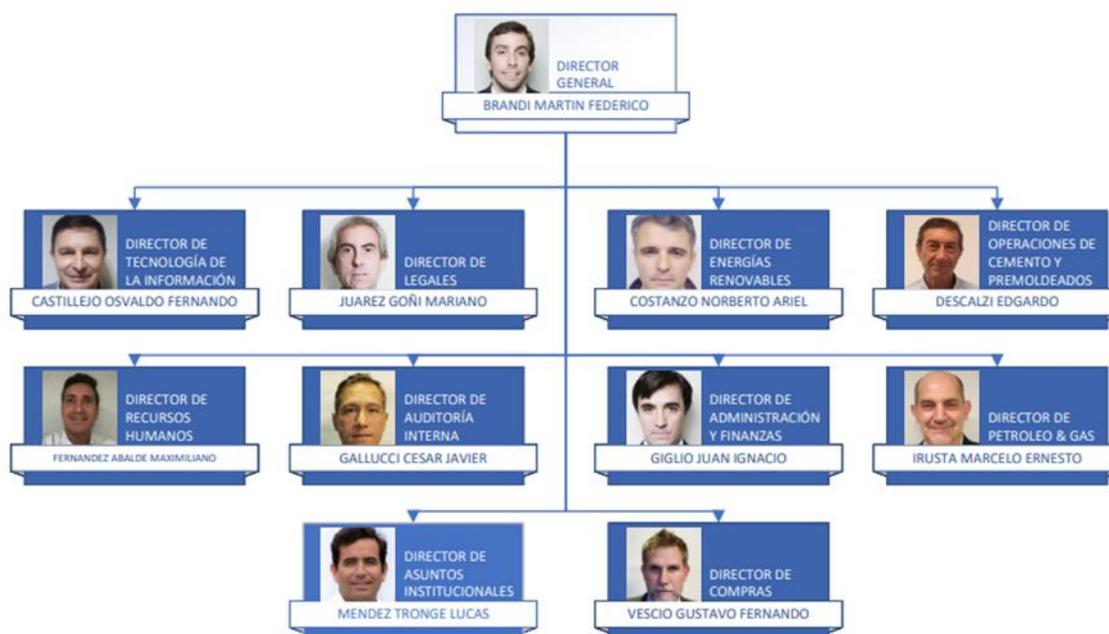
En todos los casos las referencias a “participaciones significativas” contenidas en los criterios de independencia precitados, se considerarán referidas a aquellas personas que posean acciones que representen al menos el 5% del capital social y/o de los votos, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se

trate, o de su controlante; mientras que las relativas a “grupo económico” se corresponden a la definición contenida en el inciso e) apartado 3 del artículo 5° del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV.

El criterio de independencia argentino establecido en las Normas de la CNV difiere del criterio adoptado por la ley federal de títulos valores de Estados Unidos.

Gerentes de Primera Línea

Seguidamente, se expone el organigrama Gerencial de la Emisora, vigente al día de la fecha (gerentes designados en los términos del artículo 270 de la Ley N° 19.550):



El siguiente cuadro contiene información sobre los gerentes designados en los términos del artículo 270 de la Ley N° 19.550 de la Sociedad:

Nombre	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Domicilio especial	Cargo	Año de Designación
Martín Federico Brandi	29.502.521	20-29502521-3	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director General	2021
Juan Ignacio Giglio	21.980.436	23-21980436-9	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Administración y Finanzas (CFO)	2017
Marcelo Irusta	20.113.472	20-20.113.472-3	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Petróleo y Gas	2021
Edgardo Descalzi	11.250.655	20-11250655-2	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Cemento	2021
Gustavo Fernando Vescio	22.930.099	20-22930099-8	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Compras	2015
Mariano Juárez Goñi	23.222.562	23-23222562-9	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Legales	2007
Maximiliano Fernández Abalde	24.663.455	20-24663455-7	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Recursos Humanos	2019

Javier Galucci	22.823.690	20-22823690-0	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Auditoría Interna	2019
Norberto Ariel Costanzo	24.783.728	20-24783728-1	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Energías Renovables	2021
Osvaldo Fernando Castillejo	17.389.501	20-17389501-2	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Sistemas de la Información	2022
Lucas Mendez Trongé	23.967.775	20-23967775-5	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Relaciones Institucionales	2022

A continuación, se indica, con respecto a los gerentes de primera línea cuyos antecedentes no se detallan bajo el título “Directores Titulares y Suplentes” de la presente sección, sus principales antecedentes profesionales, los órganos de administración y/o de fiscalización de otras sociedades a los cuales pertenecen, en su caso, y si tienen contratos de trabajo con PCR:

Marcelo Ernesto Irusta (DNI 20.113.472) nació el 24 de febrero de 1968. Es ingeniero de Petróleos graduado en la Universidad Nacional de Cuyo (1996) y completó una carrera de posgrado como Especialista en Higiene, Seguridad y Protección Ambiental en la Universidad Católica Argentina (2016). Asimismo, en el año 2008, finalizó el PDD (Programa de Desarrollo Directivo) en el IAE de la Universidad Austral. Antes de ingresar a la Compañía, se desempeñó como Gerente de Áreas en Asociación (2019-2020) y como Gerente de Activos de Malargüe en Phoenix Global Resources (2018-2019), Gerente de Sistema de Gestión de Calidad (2017-2018), Gerente de Unidad de Negocios (2014-2017), Gerente y Líder de Equipos de Desarrollo de Reservorios (2011-2014) en Sinopec Argentina y en OXY Argentina (2007-2011). Simultáneamente, estuvo a cargo de Relaciones con Socios desde el año 2001 para las distintas compañías en que se desempeñó. El Sr. Irusta ingresó a PCR en julio de 2021 para desempeñarse como Director de Petróleo y Gas (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550) de los activos de la compañía en Argentina.

Edgardo Descalzi (DNI 11.250.655) nació el 15 de mayo de 1954. Se desempeña actualmente como Gerente de Operaciones de la Sociedad. Es ingeniero civil graduado en la Universidad Nacional del Noreste (1977). Anteriormente se desempeñó como Jefe de Oficina Técnica de Lepomet S.A. (1976/1981), Jefe de Oficina Técnica de Decavial S.A.I.C.A.C. (1983/1989). Trabaja en PCR desde 1989. Antes de desempeñarse en el cargo de Director de Cemento (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550) para el que fue designado a partir del 22 de abril de 2021, se desempeñó en el cargo de Gerente de Operaciones de la Compañía.

Gustavo Fernando Vescio (DNI 22.930.099) nació el 26 de febrero de 1973. Actualmente se desempeña como Director de Compras (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550), sector en el que ha trabajado desde el año 2002. Es estudiante avanzado de la carrera de Ingeniería en la Universidad de Buenos Aires, y se encuentra próximo a recibirse de Ingeniero Químico.

Maximiliano Fernández Abalde (DNI 24.663.455) nació el 31 de mayo de 1975. Es Contador Público Nacional graduado en la Universidad Argentina de la Empresa (1998) y Licenciado en Recursos Humanos graduado en la Universidad Argentina de la Empresa (2009), cursando actualmente la diplomatura en desarrollo organizacional (ITBA 2020). Antes de ingresar a la Compañía, se desempeñó como Jefe de Recursos Humanos en Atanor S.C.A. (1999-2010), desempeñando tareas como profesional contable en Ecolab S.A. (1997-1999) y en Pecom-Nec S.A. (1995-1997). El Sr. Fernández Abalde ingresó a PCR en el año 2010 y, desde el mes de enero de 2019, se desempeña como Director de Recursos Humanos (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550) de la Compañía en Argentina.

Norberto Ariel Costanzo (DNI 24.783.728) nació el 21 de mayo de 1976. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Ingresó al Grupo PCR la Compañía en el año 2017 y se desempeña como Gerente de Energías Renovables de la Compañía desde el 22 de abril de 2021. Es Ingeniero electricista, graduado en la Universidad Nacional de Río Cuarto – CBA (2003). Posee 15 años de experiencia laboral en empresas multinacionales líderes en el sector de generación de energía eléctrica y provisión de equipamiento. Sólida experiencia en el gerenciamiento de proyectos de energías renovables en América Latina, abarcando desde el desarrollo de ingeniería eléctrica, eólica, civil, el análisis técnico económico y en el gerenciamiento durante la etapa de construcción controlando calidad, costo y plazos de ejecución. Trabajó como docente en la Universidad Nacional de Río Cuarto – CBA en las Catedrales Sistemas de Control,

Electrónica de Potencia y Sistemas y Señales I y II y posee varias publicaciones y participación en congreso de carácter nacional e internacional.

Cesar Javier Gallucci (DNI 22.823.690) nació el 25 de junio de 1972. Es Contador Público Nacional graduado en la Universidad Católica Argentina (1996) y matriculado en New Hampshire (2009). Asimismo, en el año 2007, finalizó el PDD (Programa de Desarrollo Directivo) en el IAE Business School de la Universidad Austral. Antes de ingresar a la Compañía, se desempeñó como Gerente Senior de Auditoría en Ernst&Young (2002-2014), auditor senior en Arthur Andersen (1997-2002) y en varias posiciones administrativas en otras compañías. Se incorporó a PCR en el año 2014 y desde enero de 2019 se desempeña como Gerente de Auditoría Interna de la Compañía.

Lucas Méndez Trongé (DNI 23.967.775) nació el 18 de mayo de 1974. Es Magister en Administración de Empresas (IDEA – 2002) y Licenciado en Comunicación Social (Universidad Austral - 1996). Antes de ingresar a la Compañía, se desempeñó como Director de Relaciones Institucionales y Sustentabilidad en Citrícola San Miguel (2011-2022), Director Asociado en Smartvision (2021-2022), Director de Comunicación y Marketing en IAE, Business School – Universidad Austral (2005-2011), Gerente de Relaciones Externas y Comunicación en YPF S.A. (1997-2005), Director en London Tie S.A. (1998-2011) y Redactor de Economía en Diario La Nación (1995-1997). El Sr. Mendez Trongé ingresó a PCR en diciembre de 2022 para desempeñarse como Director de Relaciones Institucionales (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550).

Oswaldo Fernando Castillejo (DNI 17.389.501) nació el 4 de septiembre de 1964. Es Licenciado en Sistemas y Computación graduado en la UCA (1998) y cuenta con posgrados en ingeniería de Sistemas en Universidad Tecnológica Nacional (1997), Informática Estratégica en ADEN Business School (2001), Dirección de Proyectos y Gestión Financiera en ADEN – ITBA (2002), Senior Executive Program en Universidad de San Andrés – DELL (2013), Senior Executive Program en IAE Buenos Aires – CISCO (2014), entre otras especializaciones. Antes de ingresar a la Sociedad, se desempeñó como Producto Owner PM en Bayer Crop Science (2020-2022), Director de Informática y Comunicaciones en el Departamento General de Irrigación de Mendoza (2017-2019), Gerente Corporativo de Sistemas en IMPSA SA (2005, 2016), Gerente de Sistemas en OSM SA (2000-2005), Gerente Tecnología y Comunicaciones en CorpBanca Argentina (1999), Gerente de Sistemas en Nabors Inc – Tecnicagua SA (1994-1996), Project Leader IT en OXY (1994-1992), entre otras compañías. El Sr. Castillejo ingresó a PCR en julio de 2022 para desempeñarse como Director de Tecnología de la Información (gerente designado en los términos del artículo 270 de la Ley Nº 19.550).

Contratos celebrados con directores y gerentes

No hubo, en los últimos tres ejercicios a la fecha del presente Prospecto, acuerdos entre la Compañía y sus directores y gerentes distintos de los contratos de trabajo sujetos a la legislación aplicable. Sin perjuicio de ello, PCR celebró contratos con Rental Patagonia S.A. y APMB Servicios y Transportes S.A., sociedades controladas por Marcelo Aníbal Brandi. Para mayor información véase “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas-Transacciones con Partes Relacionadas*”, apartados “*Rental Patagonia S.A.*” y “*APMB Servicios y Transportes S.A.*”.

b) Remuneración

La remuneración a percibir por los miembros del Directorio se determina en la asamblea de accionistas. La misma está limitada a las condiciones previstas en el artículo 261 de la Ley General de Sociedades. Cada año, dentro de los cuatro meses posteriores al cierre del ejercicio económico anual, la Sociedad deberá celebrar una asamblea de accionistas para tratar los estados financieros anuales y la remuneración de los directores, dentro de otros puntos del orden del día. La remuneración a percibir por los miembros de la Comisión Fiscalizadora también se determina en dicha asamblea de accionistas.

El artículo 261 de la Ley General de Sociedades establece que la remuneración máxima a pagar a todos los directores y síndicos titulares (incluyendo aquellos directores que también sean miembros de la gerencia de primera línea) en un ejercicio económico no podrá superar el 25% de las ganancias netas del ejercicio. La remuneración máxima quedará limitada al 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio económico, en caso de que la Compañía no pague dividendos. Dicho porcentaje del 5% aumenta proporcionalmente en función de la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos hasta un máximo del 25%. La Ley General de Sociedades también prevé que la asamblea de accionistas puede aprobar la remuneración de los directores por encima de los límites establecidos por la Ley General de Sociedades en caso de que la compañía no cuente con ganancias netas o que la ganancia neta sea baja, si los directores pertinentes

desempeñaron, durante dicho ejercicio económico tareas especiales o funciones técnico-administrativas y dicho asunto se incluye en el orden del día de la respectiva asamblea.

En la Asamblea General Ordinaria N°123 y Extraordinaria N°117 de fecha 11 de abril de 2024, se resolvió el pago de honorarios a los miembros del Directorio por la suma global de \$307.135.000 y fijar en la suma global de \$31.740.000 la remuneración de los miembros de la Comisión Fiscalizadora en concepto de honorarios por sus funciones durante ese ejercicio. Asimismo, todos los gerentes (incluidos aquellos que a su vez son Directores de la Compañía) percibieron por dicho ejercicio económico la suma global de \$ 557.176.619.

El personal en relación de dependencia de las sociedades del Grupo Económico de PCR no tiene a la fecha del presente Prospecto planes de opciones sobre acciones de las sociedades del Grupo Económico de PCR ni planes que otorguen beneficios y pagos adicionales luego del vencimiento del mandato o de su retiro.

c) Información sobre participaciones accionarias

A continuación, se detallan los miembros del Directorio, de la Comisión Fiscalizadora y de la Gerencia de Primera Línea que, al 31 de diciembre de 2023, poseen acciones de la Sociedad:

Nombre	Posición	Cantidad de Acciones	% de Capital	% de Votos	% de Dividendos
Martín Federico Brandi	Presidente	750.239	1,04%	1,04%	0,35%
Ernesto José Cavallo	Vicepresidente	6.496.408	9,01%	9,01%	7,72%
Marcelo Aníbal Brandi	Director Titular	0	0%	8,50%	1,89%
Horacio Luis Cavallo	Director Titular	1.836.909	2,55%	5,32%	5,32%
Teresa Brandi	Director Titular	750.000	1,04%	1,04%	0,35%
Verónica Brandi	Director Titular	3.528.134	4,90%	0,35%	0,35%
Francisco Cavallo	Director Titular	450.000	0,62%	0,62%	0,62%
Facundo Nicolás Cavallo	Director Suplente	450.000	0,62%	0,62%	0,62%
Victoria Brandi	Director Suplente	750.000	1,04%	1,04%	0,35%
Marcelo Segundo Brandi	Director Suplente	1.344.214	1,87%	0%	0%
Macarena Brandi	Director Suplente	3.528.134	4,90%	0,35%	0,35%
TOTAL		19.884.038	27,59%	27,89%	17,92%

Fuente: Información interna de PCR

Los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora y los gerentes de la Sociedad no poseen opciones sobre acciones de la Sociedad. Tampoco existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de la Sociedad, ni acuerdos que importen la emisión o el otorgamiento de opciones o acciones o valores negociables de PCR.

A la fecha del Prospecto, no existen contratos de control conjunto entre accionistas de la Compañía.

d) Otra Información Relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales

Órgano de Fiscalización

La ley argentina requiere que cualquier sociedad con un capital social mayor a Ps. 10 millones o que ofrece un servicio público o hagan oferta pública de sus acciones o debentures, entre otros, posea una Comisión Fiscalizadora.

El artículo 21 del estatuto social de la Compañía establece una Comisión Fiscalizadora, compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes con mandato por el término de tres ejercicios fiscales. De acuerdo con la Ley General de Sociedades, el cargo de síndico de una sociedad anónima argentina puede ser cubierto únicamente por abogados y contadores autorizados a ejercer la profesión en Argentina o sociedades civiles integradas por personas con estas características.

Dentro de las responsabilidades principales del órgano de fiscalización se encuentran: (i) fiscalizar la gestión del Directorio; (ii) asistir a las asambleas de accionistas; (iii) convocar a asamblea extraordinaria cuando sea necesario y asamblea ordinaria y extraordinaria cuando no sean convocadas por el directorio; y (iv) investigar reclamos realizados por escrito por accionistas. Asimismo, sin perjuicio del rol de los auditores externos, el órgano de fiscalización debe presentar en la asamblea ordinaria anual de accionistas un informe escrito sobre la razonabilidad de la información contable de la sociedad. Al ejercer las mencionadas facultades, la Comisión Fiscalizadora no asesora sobre los logros de las decisiones tomadas por los directores.

Los síndicos suplentes tendrán las mismas facultades y deberes que los titulares. De conformidad con la Resolución Técnica N° 45 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas y la Sección III, Capítulo III del Título II de las Normas de la CNV, todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la sociedad tienen carácter de independientes.

A continuación, se incluye la nómina de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía:

Nombre	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Domicilio especial	Cargo	Fecha de designación	Fecha de vencimiento	Carácter	Fecha de Nacimiento
Alberto Vergara	10.515.551	20-10515551-5	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Titular	11/04/24	31/12/26	Independiente*	05/02/53
Eric R. Kunath	5.872.702	20-05872702-5	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Titular	11/04/24	31/12/26	Independiente*	21/11/41
Jorge Luis Diez	7.691.039	20-07691039-2	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Titular	11/04/24	31/12/26	Independiente*	07/07/49
Cinthia Andrea Vergara	28.799.460	27-28799460-0	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Suplente	11/04/24	31/12/26	Independiente*	14/04/81
Lorena Bibiana Barrios	25.557.229	27-25557229-1	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Suplente	11/04/24	31/12/26	Independiente*	14/10/76
Martín Nicolás De Cicco	29.922.700	20-29922700-7	Alicia Moreau de Justo 2050,	Síndico Suplente	11/04/24	31/12/26	Independiente*	4/03/83

			<p>piso 3, of. 304, C.A.B.A.</p>					
--	--	--	--------------------------------------	--	--	--	--	--

* Conforme a las Normas de la CNV

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía:

Alberto Vergara nació el 5 de febrero de 1953. Es contador público nacional graduado en la Universidad de Buenos Aires (1977). Asimismo, es licenciado en administración de empresas graduado de la Universidad de Buenos Aires (1982), profesor adjunto de Teoría y Técnica Impositiva de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires, miembro de la Comisión Técnica de Impuestos de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos y de la AFCP. Es miembro de la Comisión de Estudios de Procedimiento Tributario del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CPCECABA”). Asimismo, el Sr. Vergara obtuvo el título de abogado en el año 2012 graduado en la Universidad Nacional de Lomas de Zamora. A su vez, es miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR (definido en la Sección “*Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico*”) con excepción de Timex S.R.L., y síndico suplente de Bahía Solano S.A., Marportres S.A. e Inminagro S.A.

Eric Rodolfo Kunath nació el 21 de noviembre de 1941. Abogado graduado en la Universidad de Buenos Aires (1965). Se desempeñó como Gerente Comercial (1971-1978) y Director Titular (1978-1992) de Decavial S.A. Fue, asimismo, Vicepresidente de Ecominera S.A. (1974-1992) y Director de Petromix (1988-1991), Loma Porá S.A. (1995-2001), Inversora del Dique S.A. (1999-2001) y Director Ejecutivo de Ferrovías S.A. (1993-1996). Actualmente es miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de PCR, síndico titular de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR (definido en la Sección “*Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico*”), con excepción de Timex S.R.L. y de GEAR I. Por otra parte, el Sr. Kunath es Presidente de Elmswood Latina S.A.

Jorge Luis Diez nació el 7 de julio de 1949. El Sr. Diez es abogado egresado de la Universidad de Belgrano (1974). Previamente se desempeñó como abogado interno de Philips Argentina S.A. (1974-1978), y como abogado de Schering Plough S.A. (1978-1984), Grupo Ingeniera Tauro – Pluspetrol (1984-1985) y Renault Argentina S.A. (1985-1987). En 1987, se unió a la Compañía donde ejerció como abogado de la misma hasta el año 1992. En el año 2002 fue nombrado como Gerente Legal de la Compañía, cargo que ocupó hasta agosto de 2007. Anteriormente se desempeñó como miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía (1992-2002) cargo que actualmente ocupa. Actualmente es miembro de la Comisión Fiscalizadora de PCR y síndico titular de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR (definido en la Sección “*Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico*”) con excepción de Timex S.R.L. y de Bahía Solano S.A., Marportres S.A. y de Inminagro S.A.

Cinthia Andrea Vergara nació el 14 de abril de 1981. La Sra. Cinthia Vergara es contadora pública nacional graduada de la Universidad de Buenos Aires (2005). Además de ser miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de PCR, la contadora Cinthia Vergara tiene el cargo de miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR (definido en la Sección “*Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico*”) con excepción de Timex S.R.L.

Lorena Bibiana Barrios nació el 14 de octubre de 1976. La señora Barrios es contadora público nacional graduada en la Universidad de La Matanza (año 2002). Se desempeña como miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR, con excepción de Timex S.R.L. y de GEAR I.

Martín Nicolás De Cicco nació el 4 de marzo de 1983. El señor De Cicco es contador público nacional graduado en la Universidad de Lomas de Zamora (año 2009). Se desempeña como miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de todas las sociedades de Argentina del Grupo Económico de PCR, con excepción de Timex S.R.L.

Independencia de los miembros de la Comisión Fiscalizadora

Conforme al artículo 12 de la Sección III del Capítulo III del Título II de las Normas de la CNV, con el fin de determinar si un miembro de la Comisión Fiscalizadora reúne la condición de independiente, en los términos del artículo 79 primer párrafo de la Ley de Mercado de Capitales, dicha calidad deberá evaluarse considerando las pautas previstas en las Resoluciones Técnicas dictadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

Comité de Auditoría

En virtud de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, las sociedades admitidas al régimen de oferta pública de sus acciones deben designar a un Comité de Auditoría integrado por al menos tres miembros del Directorio, la mayoría de los cuales debe ser “independiente” bajo los criterios de la CNV. Las funciones del comité de auditoría incluyen, entre otras, el monitoreo de los controles internos, sistemas administrativos y contables de la Compañía, la supervisión de la aplicación de las políticas de gestión de riesgo de la Compañía, el suministro al mercado de información exhaustiva sobre conflictos de interés de los miembros del Directorio de la Compañía o sus accionistas controlantes, la emisión de dictámenes sobre operaciones con partes relacionadas y la supervisión e información a las autoridades regulatorias de la existencia de cualquier tipo de conflicto de intereses.

Aunque la Sociedad no realiza oferta pública de sus acciones, el 20 de mayo de 2008 comenzó formalmente a funcionar el Comité de Auditoría de la Compañía. En su primera reunión, entre otros asuntos, el Comité aprobó, sujeto a la aprobación del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad (quienes posteriormente aprobaron), el Reglamento de Funcionamiento del Comité de Auditoría. El Comité de Auditoría está compuesto por tres miembros titulares y un miembro suplente, los cuales también forman parte del Directorio de la Sociedad. Los miembros del Comité de Auditoría no revisten el carácter de independientes conforme a las Normas de la CNV, debiéndose tener en cuenta que en tanto la Compañía no realiza oferta pública de sus acciones, la misma no se encuentra obligada de contar con un Comité de Auditoría.

Los miembros del comité de auditoría de la Compañía designados en la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 11 de abril de 2024 (ID 3180741) son:

Nombre	Cargo	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Domicilio especial	Carácter	Fecha de designación	Fecha de vencimiento
Víctor José Díaz Bobillo	Titular	13.881.796	20-13881796-3	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A	No Independiente	11/04/24	31/12/26
César Augusto Deymonnaz	Titular	10.201.938	20-10201938-6	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A	No Independiente	11/04/24	31/12/26
Francisco Cavallo	Titular	27.071.702	20-27071702-1	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A	No Independiente	11/04/24	31/12/26
Marcelo Aníbal Brandi	Suplente	13.214.748	20-13214748-6	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A	No Independiente	11/04/24	31/12/26
Horacio Luis Cavallo	Suplente	14.621.514	23-14621514-9	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A	No Independiente	11/04/24	31/12/26

Asesores

El estudio Bruchou & Funes de Rioja (CUIT 30-70917004-6), con domicilio en Ing. Enrique Butty 275, Piso 12°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C1001AFA), asesora legalmente a PCR en todos los aspectos relativos a la elaboración del Prospecto e inscripción bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

Auditores

Los Estados Financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluidos en este Prospecto han sido auditados por Deloitte & Co S.A., la cual fue designada como auditor externo de la Sociedad para los ejercicios económicos finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021. Conforme a la Asamblea General Ordinaria N° 123 y Extraordinaria N° 117 del 11 de abril de 2024, se designó al Sr. Fernando Gabriel del Pozo como contador certificante titular y a los señores Virginia Noli Truant y Nicolás Ariel Fiorentino, como primer y segundo contador certificante

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

suplente, respectivamente, todos ellos del estudio contable Deloitte & Co S.A. (C.U.I.T. 30-52612491-6), para dictaminar sobre los estados financieros correspondientes al ejercicio 2024.

Los auditores titulares de los últimos tres ejercicios anuales de la Compañía fueron los siguientes:

Balance al:	Firmado por:	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31/12/23	Fernando G. del Pozo	20.250.994	20-20250994-1	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 254, Folio 138
31/12/22	Fernando G. del Pozo	20.250.994	20-20250994-1	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 254, Folio 138
31/12/21	Fernando G. del Pozo	20.250.994	20-20250994-1	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 254, Folio 138

Los auditores suplentes de los últimos tres ejercicios anuales de la Compañía fueron los siguientes:

Balance al:	Primer Suplente:	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31/12/23	Virginia Noli Truant	31.196.086	27-31196086-0	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 344, Folio 94
31/12/22	Diego Carlos Cavallero	23.382.096	20-23382096-3	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 430, Folio 10
31/12/21	Diego O. De Vivo	21.552.635	20-21552635-7	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190

El auditor que fue designado como segundo contador certificante para dictaminar sobre los estados financieros correspondientes al ejercicio 2023 y 2024 fue el siguiente:

Balance al:	Segundo Suplente:	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Estudio contable:	Domicilio:	Matriculado en:
31/12/24	Nicolás Ariel Fiorentino	32.386.247	20-32386247-9	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 378, Folio 033
31/12/23	Nicolás Ariel Fiorentino	32.386.247	20-32386247-9	Deloitte & Co S.A.	Della Paolera 261, 4° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 378, Folio 033

e) Gobierno Corporativo

En fecha 7 de marzo de 2024, el directorio de la Compañía aprobó el “Informe sobre aplicación de los principios y prácticas del código de gobierno societario correspondiente al ejercicio cerrado al 31.12.2023” el cual se encuentra disponible para su consulta en la página web de la CNV www.argentina.gov.ar/cnv en el ítem “Empresas – Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. – Código de Gobierno Societario”, bajo el ID N° 3163534.

f) Empleados

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía contaba con 665 empleados en Argentina, incluyendo personal de sus subsidiarias Petromix, Luz de Tres Picos, PCR Logística y Surpat y con 218 empleados en Ecuador.

Con respecto a los 665 empleados de Argentina, 125 corresponden a la División Petróleo y Gas (incluyendo empleados de Petromix), 361 a la División Cemento (incluyendo empleados de PCR Logística y Surpat), 42 a la División Energías Renovables (incluyendo empleados de Luz de Tres Picos) y 137 se encuentran en las principales oficinas. Aproximadamente el 54% de sus empleados son miembros del sindicato compuesto exclusivamente por personal de la Compañía o de sindicatos de empleados que prestan servicios a la industria del petróleo. La relación de la Compañía con los sindicatos es estable.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, los empleados de la Sociedad en Argentina totalizaban 665, 637 y 599, respectivamente, desagregados en las siguientes principales categorías.

	al 31.12.23	al 31.12.22	al 31.12.21
Sin convenio	306	295	285

Convenio	359	342	314
Total	665	637	599

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el total incluye 65 personas de la subsidiaria de Petromix, 42 de Luz de Tres Picos, 6 de PCR Logística y 1 de Surpat.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el total incluye 60 personas de la subsidiaria de Petromix, 41 de Luz de Tres Picos, 7 de PCR Logística y 1 de Surpat.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el total incluye 60 personas de la subsidiaria de Petromix, 18 de Luz de Tres Picos, 9 de PCR Logística y 1 de Surpat.

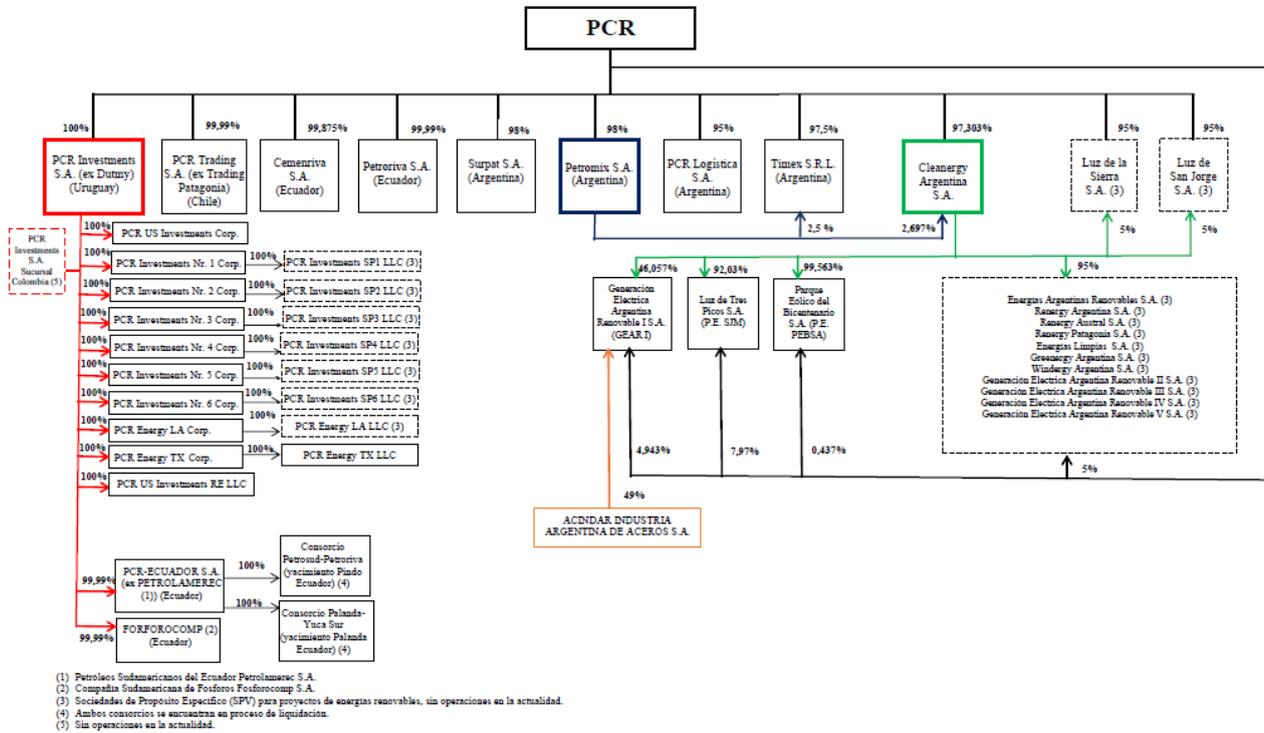
Situación Sindical

Desde el año 1973 la Sociedad ha suscripto convenios colectivos de empresa con el Sindicato de Obreros y Empleados de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., un sindicato conocido como “sindicato de empresa”, es decir un sindicato que agrupa exclusivamente a los empleados de la Sociedad, con personería gremial reconocida por el Ministerio de Trabajo de la Nación. Al 31 de diciembre de 2023, aproximadamente 35% de los empleados de la Sociedad se encuentran comprendidos en el convenio colectivo de trabajo actualmente vigente con dicho sindicato.

ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico (el “Grupo Económico de PCR”)

Estructura Societaria Grupo PCR al 31 de diciembre de 2023



b) Accionistas principales

A la fecha del presente Prospecto, PCR ha emitido 72.073.538 acciones ordinarias Clase A de \$1 valor nominal cada una y con derecho a 5 votos por acción. El 99,97% del capital social de PCR es de titularidad directa o indirecta de 47 miembros de las familias Brandi y Cavallo, todos ellos parientes de los Señores Pedro C. Brandi y Carlos C. Cavallo, quienes en 1978 adquirieron el control de PCR (entonces denominada Compañía Ferrocarrilera de Petróleo S.A.), mediante una licitación pública llevada adelante por el Gobierno Nacional. Del total del capital social de PCR, los accionistas de la familia Brandi tienen la titularidad del 55,61% y los accionistas de la familia Cavallo tienen la totalidad del 44,36%. El resto de las acciones de PCR son de propiedad de empleados y ex empleados de ésta (o sus sucesores).

En junio de 2003, Martín Fernando Brandi, Gustavo José Brandi y Marcelo Aníbal Brandi firmaron un acuerdo con su hermano Pedro Enrique Brandi respecto de la separación del negocio de cal de PCR. Como parte de la transacción, las partes acordaron establecer una opción de compra y una opción de venta por medio de las cuales Pedro Enrique Brandi tiene derecho a vender, y Martín Fernando Brandi, Gustavo José Brandi y Marcelo Aníbal Brandi tienen el derecho a comprar, en cada caso a la muerte de sus padres, todas las acciones que tiene Pedro Enrique Brandi en PCR.

Por medio de un número de donaciones y acuerdos, o por herencia, las acciones originalmente de propiedad de los Sres. Pedro C. Brandi, Carlos C. Cavallo y Marcelo Aníbal Brandi han sido transferidas a miembros de sus familias, conservando los titulares originales, en algunos casos, derecho de usufructo respecto de dividendos y/o votos sobre tales acciones. En particular, el Sr. Pedro C. Brandi y su esposa, la Sra. Marta A. M. de Brandi, transfirieron la totalidad de sus respectivas tenencias en PCR a sus hijos, pero conservaron, por el término de sus respectivas vidas, los derechos a dividendos sobre dichas acciones. Como resultado de ello, la nuda propiedad y los derechos económicos y políticos sobre ciertas acciones de PCR difieren significativamente.

Existen las siguientes relaciones de familia entre los principales accionistas de PCR: Martín Fernando Brandi y Gustavo José Brandi son hermanos y Ernesto José Cavallo, Horacio Luis Cavallo, María Cristina Cavallo y Eduardo César Cavallo son hermanos.

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

El siguiente cuadro contiene información a la fecha del Prospecto sobre la titularidad de las acciones, acciones con derechos políticos y acciones con derechos económicos de la Sociedad correspondiente a cada uno de los accionistas titulares del 5% o más de las acciones de la Sociedad, no habiéndose producido otros cambios significativos a la fecha

Nombre	Titularidad de Acciones Clase A	Porcentaje (%) (2)	Cantidad de Acciones Clase A con derechos políticos	Porcentaje (%) (2)	Cantidad de Acciones Clase A con derechos económicos	Porcentaje (%) (2)
Martín Fernando Brandi	1.775.020	2,46%	1.775.020	2,46 %	8.616.031	11,95%
Gustavo José Brandi	1.566.716	2,17%	14.679.250	20,37 %	7.807.716	10,83%
Marta A. Mesa de Brandi	0	0,00%	354.969	0,49 %	20.162.434	27,97%
Marcelo Aníbal Brandi	0	0,00%	6.129.453	8,50 %	1.361.232	1,89%
Inminagro S.A. (1)	11.267.829	15,63%	11.267.829	15,63 %	0	0,00%
María Cristina Cavallo	0	0,00%	0	0,00 %	3.835.994	5,32%
Eduardo César Cavallo	6.079.831	8,44%	6.079.831	8,44 %	6.079.831	8,44%
Ernesto José Cavallo	6.496.408	9,01%	6.496.408	9,01 %	5.566.849	7,72%
Horacio Luis Cavallo	1.836.909	2,55%	3.836.909	5,32 %	3.836.909	5,32%

(1) Los accionistas titulares del 5% o más de las acciones de Inminagro S.A. son: Martín Fernando Brandi (accionista controlante), Martín Federico Brandi, Teresa Brandi, Mariano Brandi y Victoria Brandi

(2) Las diferencias entre las cifras relativas a la titularidad, los derechos políticos y los derechos económicos de las acciones de la Sociedad se deben a la realización de transferencias (incluyendo donaciones y aportes de capital) efectuadas entre ciertos accionistas con reserva de usufructo de derechos políticos y/o económicos, según corresponda. Además de lo indicado, no existen diferentes derechos de voto entre acciones de la misma clase.

Aumento del Capital Social

El 29 de agosto de 2007, la Sociedad resolvió, mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad, el aumento de su capital social por suscripción pública por hasta \$72.073.538, mediante la emisión de hasta 72.073.538 acciones ordinarias Clase B, de \$1 valor nominal cada una y con derecho a 1 voto por acción. Dicha Asamblea resolvió la delegación en el Directorio de ciertas facultades, incluyendo, sin limitación, la facultad de instrumentar el aumento de capital y determinar la o las fechas de emisión de dichas acciones Clase B, así como los restantes términos y condiciones de emisión. Dichas decisiones han sido ratificadas por la Asamblea General Ordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 23 de abril de 2009, la cual también resolvió el aumento de capital antes mencionado también pueda ser suscripto en forma privada. A la fecha de este Prospecto, el Directorio no ha implementado aún la oferta de dichos títulos.

c) Transacciones con partes relacionadas

A continuación, se detallan aquellas transacciones más significativas que fueran realizadas por PCR con partes relacionadas durante los ejercicios 2023, 2022 y 2021. Para mayor información ver la Nota 7 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Rental Patagonia S.A.

El 27 de noviembre de 2009, la UTE conformada por La Preferida de Olavarría S.A. y Supercal S.A. cedió a Rental Patagonia S.A. (sociedad también controlada por Marcelo Aníbal Brandi) todos los derechos y obligaciones de la UTE bajo el contrato para la prestación del servicio de destape de la cantera de piedra caliza ubicada en la localidad de Pico Truncado formado mediante la aceptación de la carta oferta oportunamente remitida por la UTE.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la Compañía contrato servicios a Rental Patagonia S.A. por Ps. 1.562,4 millones, Ps. 510,6 millones, Ps. 348,0 millones, expresados en moneda de cierre de cada ejercicio, respectivamente.

APMB Servicios y Transportes S.A.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la Compañía contrató a APMB Servicios y Transportes S.A. (sociedad controlada por Marcelo A. Brandi) para la prestación de servicios de destape de la cantera de piedra caliza ubicada en la localidad de Pico Truncado por un total de Ps. 378,9 millones, Ps. 129,9 millones y Ps 92,8 millones, expresados en moneda de cierre de cada ejercicio, respectivamente.

Bahía Solano S.A.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la Compañía contrató a Bahía Solano S.A. (una sociedad controlada por las familias Brandi y Cavallo) para la prestación de servicios por un total de Ps. 6,4 millones, Ps. 4,4 millones y Ps. 4,9 millones, expresados en moneda de cierre de cada ejercicio, respectivamente.

ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

Activo Fijo

La Compañía posee diversos activos acordes a los rubros de negocio en los que opera. Entre ellos se encuentran dos plantas de cemento en Argentina, activos en diversos yacimientos en Argentina y Ecuador, y parques eólicos en operación en Argentina (ver “*Información sobre la Emisora – División Cemento - Instalaciones Productivas*”, “*Información sobre la Emisora – División Cemento -Materias Primas y Fuentes de Energía*”, “*Información sobre la Emisora - División Petróleo y Gas*” e “*Información sobre la Emisora - División Energías Renovables*”).

A continuación, se detallan los principales activos fijos de la Sociedad en cada área al 31 de diciembre de 2023:

Al 31 de diciembre de 2023										
(en millones de Pesos)										
Concepto	Cemento Comodoro Rivadavia	Premoldeados y Morteros	Cemento Pico Truncado	La Pampa	Malargüe	El Sosneado	Energías renovables	Ecuador	Otros	Total
Terrenos	293,9	0,9	193,5	182,6	-	-	-	-	224,7	895,6
Edificios	1.428,3	2.687,0	-	51,3	-	18,3	-	-	4.175,4	8.360,3
Plantas y equipamiento de explotación de cemento	10.597,7	3.226,1	40.420,1	-	39,9	-	-	-	1.562,8	55.846,6
Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	-	-	-	52.661,6	7.331,5	14.505,9	-	26.794,0	1.478,5	102.771,5
Herramientas	-	-	-	0,2	-	6,7	-	-	12,3	19,2
Muebles y útiles	3,3	0,4	65,6	134,6	3,3	8,1	-	586,0	40,8	842,1
Rodados	213,9	20,7	270,7	150,2	112,1	55,6	-	232,0	1.348,9	2.404,1
Canteras	2,5	-	12.188,4	-	-	-	-	-	-	12.190,9
Torres e instalaciones parques eólicos	-	-	-	-	-	-	360.930,5	-	-	360.930,5
Obras en curso	59,7	54,0	-	3.478,0	138,0	1.190,0	193.857,0	6.769,0	82,2	205.627,9
Propiedad Minera	-	-	-	6.445,5	-	221,2	-	327,0	-	6.993,7
Activos exploratorios	-	-	-	-	3.928,7	-	-	-	-	3.928,7
Provisión por desvalorización	(11.376,3)	-	-	(2.478,5)	-	-	-	-	-	(13.854,8)
Total 31 12 2023	1.223,0	5.989,1	53.138,3	60.625,5	11.553,5	16.005,8	554.787,5	34.708,0	8.925,6	746.956,3

Sólo los activos relacionados con el Parque Eólico del Bicentenario se encuentran bajo un esquema de garantías a favor de acreedores en el marco del Project Finance celebrado en el año 2018 con vencimiento en 2033.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

La información contable incluida en esta sección respecto de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ha sido extraída de los estados financieros consolidados de la Emisora a dichas fechas que, junto a sus notas, han sido incorporados por referencia al presente Prospecto y se encuentran publicados en la Página Web de la CNV. Esta información debe leerse conjuntamente con los referidos estados financieros de la Emisora, la sección “Factores de Riesgo” e “Información sobre la Emisora”.

a) Estados Financieros y Otra Información Contable

El presente Prospecto contiene información relacionada con los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 provenientes de los Estados Financieros Consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021. Con fines comparativos, los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, incluyen cifras y otra información no auditada, correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, a fin de permitir su comparabilidad y sin que tal reexpresión modifique las decisiones tomadas con base en la información contable correspondiente al ejercicio anterior. Los Estados Financieros Consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 (definidos conjuntamente como los “**Estados Financieros Consolidados**”) han sido incorporados por referencia al presente Prospecto y se encuentran a disposición del público inversor en la Página Web de la CNV en el ítem “Empresas - Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. – Información Financiera”, bajo los IDs 3163865, 3013627 y 2865316, respectivamente, así como en la página web de BYMA (www.byma.com.ar), la página web del MAE (www.mae.com.ar) y la página web de la Emisora (www.pcr.energy). El Directorio de la Sociedad ha aprobado los estados financieros relacionados a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 en sus reuniones de fechas 8 de marzo de 2024 (ID 3163249), 8 de marzo de 2023 (ID 3013526) y 11 de marzo de 2022 (ID 2865266), respectivamente. La información contenida en el presente Prospecto proveniente de los Estados Financieros Consolidados auditados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, fueron preparados de acuerdo con el marco de información establecido por la CNV y a las Normas Internacionales de Información Financiera (“**NIIF**”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“**IASB**”, por su sigla en inglés).

En los últimos años, los niveles de inflación en Argentina han sido altos, habiendo acumulado una tasa de inflación en los tres años pasados y al 31 de diciembre de 2018 que ha superado el 100%, sin expectativas de disminuir significativamente en el corto plazo. Asimismo, la presencia de los indicadores cualitativos de alta inflación, previstos en la NIC 29, mostraron evidencias coincidentes. Por lo expuesto, el 29 de septiembre de 2018, la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“**FACAPCE**”) emitió la Resolución JG N° 539/18, aprobada por el CPCECABA mediante la Resolución CD N° 107/18 modificada por las Resoluciones JG N° 553/19 y 584/21, indicando, entre otras cuestiones, que la Argentina debe ser considerada una economía inflacionaria en los términos de las normas contables profesionales a partir del 1° de julio de 2018, en consonancia con la visión de organismos internacionales.

La Norma Internacional de Contabilidad 29 (“**NIC 29**”) señala que, en un contexto de alta inflación, los estados financieros deben presentarse en una unidad de medida corriente; esto es, en moneda homogénea de cierre del período sobre el que se informa. No obstante, la Sociedad no podía presentar sus estados financieros reexpresados debido a que el Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional (PEN) prohibía a los organismos oficiales (entre ellos, la CNV) recibir estados financieros ajustados por inflación.

A través de la Ley N° 27.468, publicada el 4 de diciembre del 2018 en el Boletín Oficial de la Nación, se derogó el Decreto N° 1.269/02 del Poder Ejecutivo Nacional y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664 del Poder Ejecutivo Nacional antes mencionado). Las disposiciones de la mencionada ley entraron en vigencia a partir del 28 de diciembre de 2018, fecha en la cual se publicó la Resolución General N° 777/18 de CNV, la cual estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cierran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, deben presentarse ante ese organismo de control en moneda homogénea.

Por lo antes mencionado, los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda mediante la aplicación del método de reexpresión en moneda constante establecido por la NIC 29. Con fines comparativos, incluyen cifras y otra información, correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021,

respectivamente. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, a fin de permitir su comparabilidad con las cifras al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente y sin que tal reexpresión modifique las decisiones tomadas con base en la información contable correspondiente al ejercicio anterior. Todos los mencionados estados financieros, se considerarán incorporados por referencia y parte del presente Prospecto tal como fueron presentados ante la CNV, junto con los correspondientes informes de la Comisión Fiscalizadora y los informes de los auditores independientes emitidos por Deloitte & Co S.A.

Nota Especial sobre Medidas No Preparadas conforme a NIIF

Este Prospecto expone ciertas medidas financieras no preparadas conforme a las NIIF, entre ellas el EBITDA Ajustado Consolidado, los Préstamos Netos Consolidados, el Margen de EBITDA Ajustado Consolidado, el Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado y el Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado, que se definen a continuación.

En este Prospecto, la Compañía calcula el “EBITDA Ajustado Consolidado” volviendo a sumar al resultado neto para cada ejercicio: (i) el resultado de las operaciones que se discontinúan; (ii) el impuesto a las ganancias; (iii) la participación de empleados en utilidades; (iv) los intereses netos; (v) la depreciación de propiedad, planta y equipos; (vi) la amortización de activos intangibles; (vii) la amortización de activos por derecho de uso; (viii) las diferencias de cambio netas; (ix) las actualizaciones financieras; (x) otros resultados financieros netos; (xi) (ganancias) pérdidas por (reversión) deterioro de propiedad, planta y equipo; (xii) pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo, (xiii) resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda; y (xiv) resultado por recompra de obligaciones negociables.

El Directorio de la Compañía considera que la información del EBITDA Ajustado Consolidado y otras medidas financieras no preparadas conforme a NIIF pueden brindar información complementaria útil para los inversores y analistas financieros en su revisión de la rentabilidad, y, por ende, la capacidad de la Compañía de atender al servicio de su deuda. Las medidas no preparadas conforme a NIIF, entre ellas el EBITDA Ajustado Consolidado, podrían no ser comparables a otras medidas de designación similar de otras compañías y presentar limitaciones como herramientas analíticas, por lo cual no deben considerarse en forma aislada o en forma sustitutiva del análisis de los resultados operativos de la Compañía informados bajo NIIF. Las medidas no preparadas conforme a NIIF, entre ellas el EBITDA Ajustado Consolidado, no constituyen mediciones del desempeño o la liquidez de la Compañía bajo NIIF, y no deben considerarse como mediciones alternativas del resultado neto o cualquier otra medida de desempeño obtenidas de acuerdo con NIIF o como alternativas a los flujos de efectivo derivados de las actividades operativas, de inversión o de financiación.

Información de las Reservas

En el presente Prospecto, la Compañía presenta sus reservas probadas de petróleo y gas. Para estimar dichas reservas, la Compañía utiliza estándares internacionales promulgados por la *Society of Petroleum Engineers*, o “SPE” comúnmente denominados “SPE International Standards”. Los SPE International Standards definen reservas probadas como “aquellas cantidades de petróleo que, a partir del análisis de datos de geología e ingeniería, puede estimarse con razonable certeza, serán comercialmente recuperables en el futuro desde reservorios conocidos bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales”. Existen incertidumbres que son inherentes a las estimaciones realizadas con relación a reservas probadas de petróleo y gas, en la estimación de la marcha de la futura producción y/o la oportunidad de realizar inversiones para desarrollar las áreas. Como resultado, las estimaciones de reservas probadas pueden diferir de las cantidades de petróleo y gas efectivamente extraídas. Para más información, véase “*Información Sobre la Emisora – División Petróleo y Gas – Reservas*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con las Actividades de Petróleo y Gas y su Industria – Las estimaciones de reservas de petróleo y gas son inciertas e inherentemente imprecisas.*”

Asimismo, presentamos en este Prospecto reservas probadas de piedra caliza y otros materiales crudos utilizados en la producción del cemento de la Compañía. Estas estimaciones fueron calculadas por los propios ingenieros de la Compañía y se encuentran sujetas a incertidumbres propias de las estimaciones. Véase “*Información Sobre la Emisora – División Cemento – Materias Primas y Fuentes de Energía*” y “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Actividades del Cemento y su Industria – Las incertidumbres sobre las estimaciones del volumen y calidad de las reservas de minerales y piedra caliza de la Compañía podrían afectar en forma adversa los resultados de sus operaciones.*”

Redondeo

La Compañía ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

Procesos Judiciales y Administrativos

Ocasionalmente, la Compañía se encuentra envuelta en varios procesos judiciales en razón del negocio ordinario en curso. La Compañía considera que la responsabilidad potencial con respecto a procedimientos actuales pendientes no es material al negocio de la Compañía, esto resulta de las operaciones o condición financiera. Véase la Nota 13 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no tiene conocimiento de ningún proceso judicial o arbitraje o procedimiento administrativo que, de determinarse en forma desfavorable para la Compañía, tendría un efecto significativamente adverso sobre su situación patrimonial, económica o financiera o en el desarrollo de sus negocios.

Tipos de cambio

El siguiente cuadro indica los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y “de referencia” al cierre del período para los períodos indicados, expresados en Pesos por Dólares y no ajustados por inflación. No puede garantizarse que el Peso no se deprecie o que se aprecie en el futuro.

Al 31 diciembre del año	Tipos de cambio			
	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Cierre período ⁽⁴⁾
2019	60,40	36,90	47,87	59,89
2020.....	84,15	59,81	71,60	84,15
2021.....	102,72	84,70	93,73	102,72
2022.....	177,12	103,04	130,80	177,12
2023.....	808,48	178,14	317,16	808,48
Mes				
Enero 2024	826,25	810,65	818,34	826,25
Febrero 2024	842,25	826,85	834,91	842,25
Marzo 2024	857,41	842,75	850,34	857,41
Abril 2024	876,75	861,25	868,96	876,75
Mayo 2024	895,25	878,25	886,86	895,25
Junio 2024	911,75	896,42	903,78	911,75

Fuente: Tipos de Cambio de Referencia del Banco Central (Comunicación “A” 3500 del Banco Central).

- (1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más alto durante dicho período.
- (2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más bajo durante ese período.
- (3) Promedio de cotizaciones diarias al cierre.
- (4) El cierre de período indica el tipo de cambio “vendedor” al cierre de ese período.

Información Contable, Financiera y Operativa por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

El siguiente cuadro presenta la información contable consolidada seleccionada de PCR y otra información a las fechas y para cada uno de los ejercicios indicados. La información está condicionada en su totalidad por referencia a, y debe leerse junto con los Estados Financieros Consolidados de PCR y las notas a los mismos, de los que se ha extraído dicha información. La presente información contable y financiera también deberá leerse junto con la sección “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

Los Estados Financieros Consolidados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 se encuentran publicados en la Autopista de Información Financiera (“AIF”), incorporados por referencia al presente Prospecto y fueron preparados sobre la base de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). La adopción de las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB, fue resuelta por la Resolución Técnica N°26 (texto ordenado)

de la FACPCE y por las Normas de la CNV. Las NIIF son de aplicación obligatoria para la Compañía según la norma contable profesional y las normas regulatorias antes citadas, a partir del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2012.

A efectos de la comparación de magnitudes entre ejercicios sobre bases uniformes, en el presente Prospecto se presenta la información al 31 de diciembre de 2023 en forma comparativa con la información al 31 de diciembre de 2022 y 2021 preparada de acuerdo a NIIF.

1. Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Estado de Resultados

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Operaciones que continúan:				
Ingresos por ventas	246.135,5	249.512,2	80.124,0	85.580,1
Costo de ventas	(169.895,2)	(156.140,7)	(50.140,3)	(50.273,0)
Ganancia bruta	76.240,3	93.371,5	29.983,7	35.307,1
Gastos de comercialización	(8.451,0)	(8.971,5)	(3.038,4)	(2.549,9)
Gastos de exploración	(307,7)	(1.196,0)	(384,1)	(106,2)
Gastos de administración	(13.508,5)	(10.951,4)	(3.516,7)	(3.131,3)
Otros gastos - deterioro de propiedad, planta y equipo	-	-	-	(373,5)
Otros ingresos (egresos), netos	3.611,4	(3.928,2)	(1.261,4)	(1.898,4)
Ganancia operativa	57.584,4	68.324,5	21.783,1	27.247,9
Resultados financieros y por tenencia	(85.793,1)	(27.818,6)	(8.775,7)	(5.787,3)
(Pérdida) Ganancia antes de impuesto a las ganancias	(28.208,7)	40.505,9	13.007,4	21.460,6
Impuesto a las ganancias	11.490,5	9.292,8	2.984,1	(13.604,5)
Resultado de las operaciones que continúan	(16.718,2)	49.798,7	15.991,5	7.856,1
Resultado de las operaciones que se discontinúan	-	2.262,0	726,4	(3.228,9)
(Pérdida) Ganancia neta del ejercicio	(16.718,2)	52.060,7	16.717,9	4.627,2
Otros resultados integrales: Diferencias de conversión ⁽³⁾	64.544,2	(14.363,0)	(4.612,3)	(8.792,9)
Transferencia de diferencias de conversión a la ganancia neta del ejercicio	-	(2.930,5)	(941,1)	-
Total del resultado integral	47.826,0	34.767,2	11.164,5	(4.165,6)

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(3) Resultado originado en la conversión de estados financieros de subsidiarias con moneda funcional dólar estadounidense.

Otra Información Operativa y Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Petróleo y Gas Argentina, Ecuador ⁽¹⁾			
Reservas probadas brutas:			
Petróleo (MBbls)	21.421	25.028	26.239
Gas natural (MBoe)	5.986	6.922	7.984
Combinadas (MBoe)	27.407	31.950	34.223
Volumen de Producción Bruto:			
Petróleo (bbl/día)	16.317	16.525	14.482
Gas natural (boe/día)	4.711	5.105	6.370
Combinado (boe/día)	21.028	21.630	20.852
Cemento			
Volumen de Producción:			
Cemento (tn.)	403.865	475.892	457.581
Bloques de cemento (m ³)	19.414	19.922	20.191
Morteros secos (tn.)	6.525	5.558	5.672
Viguetas (metros lineales)	874.247	993.777	1.113.902
Capacidad Instalada			
Capacidad de molienda efectiva (tn. por año)	825.000	825.000	825.000
Capacidad de producción de clínker efectiva (tn. por año)	600.000	600.000	600.000
Energía Renovable			
Volumen de Producción:			
GWh	1.725	1.531	1.571

(1) Incluye regalías y participaciones asociadas a la producción en Argentina. Para el cálculo del pago de regalías en Argentina, véase "La Industria del Petróleo y el Gas en Argentina – Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina – Regalías, otros cánones y tasas" y "Información sobre la Emisora—Descripción y Áreas de Operación:".

2. Estado de Situación Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
(en millones de Pesos)				
ACTIVO				
ACTIVO CORRIENTE				
Caja y bancos	26.111,3	3.869,7	1.242,6	13.024,6
Inversiones en activos financieros	107.796,7	104.733,1	33.632,1	26.688,2
Cuentas por cobrar comerciales	40.433,8	34.398,7	11.046,2	8.965,9
Otros créditos	16.242,3	19.079,8	6.127,0	4.722,0
Inventarios	24.298,3	18.962,2	6.089,2	6.539,8
Otros activos financieros	144,1	-	-	-
Subtotal	215.026,5	181.043,5	58.137,1	59.940,6
Activos destinados a la venta	-	-	-	2.596,1

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Total del Activo corriente	215.026,5	181.043,5	58.137,1	62.536,7
ACTIVO NO CORRIENTE				
Otros créditos	4.944,4	21.355,6	6.857,8	914,3
Impuesto diferido	2.099,7	987,3	317,0	651,6
Inventarios	194,0	132,7	42,6	52,5
Propiedad, planta y equipo	746.956,3	479.216,4	153.887,2	132.598,7
Activos por derecho de uso	16.752,3	10.368,8	3.329,7	3.247,2
Activos intangibles	3.475,4	3.039,6	976,1	1.116,5
Otros activos financieros	-	575,2	184,7	46,8
Total del Activo no corriente	774.422,0	515.675,6	165.595,0	138.627,5
TOTAL DEL ACTIVO	989.448,5	696.719,0	223.732,2	201.164,2
PASIVO				
PASIVO CORRIENTE				
Deudas comerciales	26.599,6	20.374,7	6.542,8	5.379,3
Ingresos diferidos – compromisos contractuales	9.362,0	3.160,0	1.014,7	847,5
Pasivos por arrendamientos	2.839,3	1.503,0	482,6	490,0
Préstamos	124.503,0	61.225,3	19.660,8	20.969,4
Remuneraciones y cargas sociales	10.859,7	9.897,6	3.178,3	3.151,3
Cargas fiscales	3.708,3	2.059,6	661,4	941,4
Impuesto a las ganancias	3.168,4	3.784,7	1.215,4	3.515,6
Otros pasivos	6.781,2	6.258,1	2.009,6	1.890,5
Otros pasivos financieros – instrumentos derivados	-	178,1	57,2	-
Provisiones	681,4	899,3	288,8	424,5
Total del Pasivo corriente	188.502,8	109.340,4	35.111,7	37.609,6
PASIVO NO CORRIENTE				
Deudas comerciales	166,9	114,2	36,7	41,4
Ingresos diferidos – compromisos contractuales	47.433,7	15.183,4	4.875,7	-
Pasivos por arrendamientos	14.083,0	9.108,0	2.924,8	2.875,4
Préstamos	360.226,9	251.362,2	80.718,1	68.356,0
Remuneraciones y cargas sociales	4.683,2	3.373,0	1.083,2	1.093,2
Cargas fiscales	97,5	66,2	21,3	113,4
Impuesto diferido	39.418,7	43.761,8	14.052,9	20.882,8
Otros pasivos	62,2	-	-	-
Provisiones	76.660,9	47.788,7	15.346,0	13.882,5
Total del Pasivo no corriente	542.832,9	370.757,6	119.058,6	107.244,7
TOTAL DEL PASIVO	731.335,7	480.098,0	154.170,3	144.854,3

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
PATRIMONIO NETO				
Aportes de los accionistas	25.101,9	25.101,9	8.060,8	8.060,8
Resultados acumulados	225.495,2	181.965,3	58.433,1	48.215,3
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	250.597,1	207.067,2	66.493,9	56.276,1
Participaciones no controladoras	7.515,6	9.553,8	3.067,9	33,8
Total del Patrimonio neto	258.112,7	216.621,0	69.561,9	56.309,9
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	989.448,5	696.719,0	223.732,2	201.164,2

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

⁽²⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

3. Estado de Cambios en el Patrimonio

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Capital social	72,1	72,1	72,1	72,1
Ajuste de capital	18.920,4	18.920,4	6.026,8	6.026,8
Prima de emisión	6.109,5	6.109,5	1.961,9	1.961,9
Reservas	177.185,3	130.948,6	42.050,5	38.622,2
Resultados no asignados	(13.839,1)	52.529,8	16.868,5	4.612,3
Otros resultados integrales (ORI)	62.149,0	(1.513,1)	(485,9)	4.980,8
Participaciones no controladas	7.515,6	9.553,8	3.067,9	33,8
TOTAL DEL PATRIMONIO	258.112,7	216.621,0	69.561,9	56.309,9

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

⁽²⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

4. Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Flujo de efectivo generado por (utilizado en):				
Actividades operativas	91.755,0	79.722,6	25.600,7	42.308,6
Actividades de inversión	(138.520,7)	(166.443,4)	(53.448,7)	(9.853,2)
Actividades de financiación	24.696,6	77.026,8	24.735,0	(9.165,8)

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

⁽²⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

b) Indicadores Financieros

El siguiente cuadro refleja los indicadores comparativos de la Sociedad por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
RATIOS FINANCIEROS SELECCIONADOS			
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,14	1,66	1,66
Solvencia (PN / Total pasivo)	0,35	0,45	0,39
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Total activo)	0,78	0,74	0,69
Rentabilidad (Resultado neto / PN promedio)	(0,06)	0,27	0,08
Utilidad operativa / Ingresos por ventas y servicios	0,23	0,27	0,32

c) Capitalización y Endeudamiento

El siguiente cuadro refleja la capitalización y endeudamiento financiero bruto (excluyendo caja e inversiones de corto plazo) de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023:

	31 de diciembre de 2023 (en millones de Pesos) (moneda diciembre 2023)
Préstamos bancarios:	
Préstamos corrientes ⁽¹⁾	18.761,5
Préstamos no corrientes ⁽¹⁾	99.483,7
Obligaciones Negociables ⁽¹⁾	366.484,7
Préstamos totales	484.729,9
Total patrimonio neto	258.112,7
CAPITALIZACIÓN TOTAL ⁽²⁾	742.842,6

(1) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre del ejercicio.

(2) La capitalización total representa los préstamos totales más el patrimonio neto.

Medidas No Preparadas conforme a NIIF

El siguiente cuadro muestra una conciliación del EBITDA Ajustado Consolidado y el resultado neto para los ejercicios indicados:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
(Pérdida) Ganancia neta	(16.718,2)	52.060,7	16.717,9	4.627,2
Resultado de las operaciones que se discontinúan	-	(2.262,0)	(726,4)	3.228,9
Impuesto a las ganancias	(11.490,5)	(9.292,8)	(2.984,1)	13.604,5
Participación de empleados en utilidades	2.904,7	2.922,2	938,4	1.281,5
Intereses, neto	1.412,5	(562,8)	(338,2)	5.658,1
Depreciación de propiedad, planta y equipo	60.196,8	47.890,5	15.378,7	13.432,3
Amortización de activos intangibles	117,8	242,4	77,8	57,8
Amortización activos por derecho de uso	1.389,5	1.387,7	445,6	496,4
Diferencias de cambio, netas	56.260,4	17.367,7	5.577,1	(1.097,9)
Actualizaciones financieras	4.390,8	(1.800,6)	(578,2)	430,3
Otros resultados financieros, netos	(1.154,8)	5.213,1	1.674,1	(550,6)
Otros gastos – deterioro de propiedad, planta y equipo	-	-	-	373,5
Pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo	308,6	1.196,0	384,1	107,0
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	24.739,4	7.406,1	2.378,3	1.394,8
Resultado por recompra de obligaciones negociables	145,0	195,1	62,7	(47,4)
EBITDA Ajustado Consolidado	122.502,0	121.963,3	39.007,8	42.996,4

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Los siguientes cuadros muestran una conciliación de los Préstamos Netos Consolidados con el rubro “préstamos” a las fechas indicadas:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Préstamos⁽³⁾	(484.729,9)	(312.587,5)	(100.378,9)	(89.325,4)
Préstamos corrientes	(124.503,0)	(61.225,3)	(19.660,8)	(20.969,4)
Préstamos no corrientes	(360.226,9)	(251.362,2)	(80.718,1)	(68.356,0)
Efectivo y equivalentes de efectivo	95.309,6	93.340,0	29.973,6	39.712,8
Caja y bancos	26.111,3	3.869,7	1.242,6	13.024,6
Inversiones corrientes equivalentes de efectivo	69.198,3	89.470,3	28.730,9	26.688,2
Préstamos Netos Consolidados	(389.420,3)	(219.247,5)	(70.405,4)	(49.612,6)

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(3) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre de cada ejercicio.

El siguiente cuadro muestra el EBITDA Ajustado Consolidado, el Margen de EBITDA Ajustado Consolidado, el Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado y el Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado para los períodos indicados.

	Al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos excepto en ratios y porcentajes)			
EBITDA Ajustado Consolidado ⁽³⁾	122.502,0	121.963,3	39.007,8	42.996,4
Margen de EBITDA Ajustado Consolidado ⁽⁴⁾	49,8%	48,9%	48,7%	50,2%
Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado ⁽⁵⁾	3,2	1,8	1,8	1,2
Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado ⁽⁶⁾	38,5	13,9	13,8	7,3

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(3) El EBITDA Ajustado Consolidado se calcula volviendo a sumar al resultado neto para cada ejercicio: (i) el resultado de las operaciones que se discontinúan; (ii) el impuesto a las ganancias; (iii) la participación de empleados en utilidades; (iv) los intereses netos; (v) la depreciación de propiedad, planta y equipos; (vi) la amortización de activos intangibles; (vii) la amortización de activos por derecho de uso; (viii) las diferencias de cambio netas; (ix) las actualizaciones financieras; (x) otros resultados financieros netos; (xi) pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo; (xii) pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo, (xiii) resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda; y (xiv) resultado por recompra de obligaciones negociables

(4) El Margen de EBITDA Ajustado Consolidado se calcula dividiendo: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el ejercicio sobre (ii) los ingresos por venta del ejercicio.

(5) El Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado se calcula dividiendo: (i) Préstamos Netos Consolidados al cierre de ejercicio sobre (ii) el EBITDA Ajustado Consolidado para dicho ejercicio.

(6) El Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado se calcula dividiendo: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el ejercicio sobre (ii) los intereses generados por pasivos durante dicho ejercicio.

d) Capital Social

Bajo el presente título se consigna cierta información relacionada con el capital social de la Compañía, incluidas ciertas disposiciones resumidas de los estatutos sociales de la Compañía, la Ley General de Sociedades y ciertas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas, todo ello vigente a la fecha del presente. La presente descripción no pretende ser completa y se encuentra sujeta en su totalidad por referencia a los estatutos sociales de la Compañía, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de otras leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables, incluidas las Normas de la CNV y las normas de la BCBA.

A la fecha de este Prospecto, el capital social de PCR se encuentra compuesto por 72.073.538 acciones ordinarias escriturales Clase A de \$1 valor nominal cada una y con derecho a cinco (5) votos por acción. Durante los últimos tres ejercicios, no se han registrado variaciones en el capital social de PCR.

Si bien la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 29 de agosto de 2007, que decidió aumentar el valor nominal por acción de la Sociedad de \$0,01 a \$1 y en consecuencia aumentar el capital social a \$72.073.538 mediante la capitalización de \$71.352.803 de la cuenta "Ajuste de Capital" y la emisión de \$72.073.538 nuevas acciones ordinarias escriturales clase A de valor nominal \$1 y cinco (5) votos por acción, resolvió adicionalmente aumentar el capital social para ser ofrecido en el futuro mediante suscripción pública en el mercado doméstico e internacional mediante la emisión de hasta \$72.073.538 acciones clase B ordinarias escriturales de valor nominal \$1 y un (1) voto por acción, a la fecha de este Prospecto el Directorio no ha implementado aún la oferta de dichos títulos.

A la fecha del presente Prospecto la totalidad de las acciones emitidas y suscriptas se encuentran totalmente integradas. PCR no es poseedora, por sí misma ni por medio de subsidiarias, de ninguna de sus acciones, y no existen personas que tengan opción, o hubiesen acordado, realizar opciones sobre el capital social de PCR. La Sociedad no posee capital autorizado pero no emitido, ni compromisos de incrementar su capital social, distintos de aquellos resultantes del aumento de capital aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 29 de agosto de 2007, que fuera ratificado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 23 de abril de 2009.

e) Cambios Significativos

A la fecha del presente Prospecto, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de emisión de los estados financieros intermedios no auditados de la Compañía por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023. Para más información sobre los cambios significativos véase la sección “g) Acontecimientos Recientes” del presente Prospecto.

f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera

La siguiente reseña debe leerse en forma conjunta con los Estados Financieros Consolidados y las notas que los acompañan. La siguiente reseña contiene manifestaciones con respecto al futuro que reflejan nuestros planes y estimaciones actuales y conllevan riesgos e incertidumbres por parte de la Compañía. Los resultados reales podrían diferir sustancialmente de aquellos descritos en tales manifestaciones a futuro debido a factores que podrían causar o contribuir a dichas diferencias, entre los que se incluyen aquellos que se analizan a continuación y en otras secciones de este Prospecto, principalmente en “Factores de Riesgo”.

Panorama General

PCR es una compañía argentina con más de 100 años de historia que se desempeña actualmente en los siguientes rubros:

- Exploración y producción de petróleo y gas (upstream) en la cuenca Neuquina en Argentina y la cuenta Oriental en Ecuador.
- Producción y comercialización de cemento y productos derivados, en la Patagonia Argentina y Chile; y
- Generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, en Argentina.

Presentación de la información financiera

La Compañía preparó los Estados Financieros Consolidados incluidos en el presente Prospecto de conformidad con las NIIF. La Dirección y Gerencia del Grupo definieron al peso, moneda de curso legal de la República Argentina, como la moneda funcional para PCR y las sociedades controladas que se encuentran operativas en Argentina, con excepción de Parque Eólico del Bicentenario S.A., Luz de Tres Picos S.A. y Generación Eléctrica Argentina I S.A.; las cuales han definido al dólar estadounidense como su moneda funcional al igual que las sociedades controladas por PCR con operaciones en el exterior. Para una descripción de las principales políticas contables véase “Principales Políticas y Estimaciones Contables” y la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Compañía

Las operaciones de la Compañía se ven afectadas por una serie de factores, entre los que se incluyen:

- el volumen de gas natural y petróleo crudo que la Compañía produce y vende;
- la demanda de los productos derivados elaborados con el petróleo y gas natural producidos por la compañía;
- la regulación del precio del petróleo y el gas nacional por el Gobierno Nacional;
- la regulación del precio del petróleo y el gas nacional por el gobierno de Ecuador;
- los requisitos de abastecimiento de gas natural nacional establecidos por el Gobierno Nacional;
- los precios internacionales del gas natural, el petróleo crudo y otros productos relacionados con el petróleo;
- las inversiones de capital y la disponibilidad de financiamiento de la Compañía, fluctuaciones en los costos de ventas y gastos operativos;
- el cobro oportuno de las cuentas a cobrar de la Compañía, incluyendo sin limitación aquellas que la Compañía tiene con Petroecuador (tal como se define más adelante) en los contratos de servicios y con CAMMESA en los contratos de venta de energía eléctrica de fuente renovable;

- riesgos operativos, huelgas laborales y demás formas de protesta pública en Argentina y Ecuador;
- aumentos de impuestos y tarifas;
- controles cambiarios, restricciones a las transferencias en el extranjero y restricciones a las entradas y salidas de capital;
- aumentos en el costo de financiación o imposibilidad de obtener financiación conforme a términos aceptables;
- el tipo de cambio Peso/Dólar;
- la revocación de ciertas concesiones relacionadas con las áreas o los bloques respecto de los cuales la Compañía ha celebrado *joint ventures*;
- la dependencia de la infraestructura y red de logística utilizada para entregar los productos; incluyendo sin limitación la red de transporte de energía eléctrica en Argentina.
- las leyes y reglamentaciones de Argentina y Ecuador que afectan las operaciones de la Compañía; y
- las tasas de interés.

Situación Macroeconómica de los países relevantes donde opera la Compañía

Argentina

Dado que la mayoría de los activos, operaciones, y una parte importante de los ingresos y clientes de la Compañía están situados en Argentina, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial se ven afectados en gran medida por las condiciones macroeconómicas y políticas de Argentina. La volatilidad de la economía argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno argentino han tenido, y previsiblemente seguirán teniendo, gran impacto en la Compañía. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina.”*

Durante el 2021, el país tuvo un crecimiento estimado del PBI del 10,7%, impulsado principalmente por la recuperación de las inversiones y el consumo privado, así como por el vigor mostrado por las exportaciones favorecidas por los altos precios de las materias primas.

En 2022, Argentina creció un 5%, impulsado por el consumo, la recuperación de los sectores afectados por la pandemia y algunas industrias puntuales. La inflación se aceleró significativamente, alcanzando un 94,8%, donde han impactado fuertemente la suba de precios a nivel internacional y las restricciones cambiarias y a la importación. Sin embargo, la alta emisión monetaria, el déficit fiscal, la falta de financiamiento internacional y la debilidad de las reservas continuaron afectando a la economía argentina.

Los indicadores económicos del 2023 muestran la extrema debilidad de la economía argentina. El año estuvo marcado por alta inflación superior al 200%, déficit financiero del 6,1% del PBI, reducción de reservas por U\$S 21.638 millones llegando a un valor de reservas netas negativas mínimo de U\$S 12.000 millones y una caída del PBI del superior a 1,6%. La economía sufrió durante 2023 la falta de reservas impactando en la imposibilidad de realizar importaciones llegando incluso a paralizar sectores de la economía. El estímulo fiscal realizado por el gobierno saliente en cercanía con las elecciones aceleró el proceso inflacionario que terminó en diciembre con una inflación superior al 20% mensual.

A la fecha de este Prospecto, Argentina tiene importantes retos por delante, entre ellos, la necesidad de recomponer su nivel de reservas, estabilizar su MLC, reducir la inflación y mejorar los índices de desocupación. El presidente Javier Milei busca impulsar reformas estructurales, aunque cuenta con una pequeña fuerza legislativa y por ahora no generó alianzas políticas que necesita para aprobar proyectos de ley. Vale destacar la mejora en los primeros meses del año 2024 de algunos indicadores, logrando superávit en enero y febrero de 2024 y un incremento de reservas del BCRA desde el cambio de gobierno. Asimismo, Argentina presenta también grandes oportunidades y sigue mostrando gran potencialidad en minería, Vaca Muerta y el campo.

La siguiente tabla presenta información sobre ciertos indicadores económicos de Argentina para los períodos indicados:

	Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2023 ⁽²⁾	2022 ⁽²⁾	2021
Actividad Económica			
Crecimiento PBI real (% variación) ⁽¹⁾	(1,6)	5,0	10,7
PBI nominal ⁽¹⁾ (mil millones de Pesos)	714,5	725,8	691,5
IPC Inflación ⁽¹⁾ (% variación interanual)	211,4	94,8	50,9
Tasa de desempleo (%).....	5,7	6,3	7
	808,48	177,16	102,75
Tipo de cambio nominal (en Ps./US\$ al cierre del período)			

(1) El tipo de cambio promedio se calcula utilizando el promedio de los tipos de cambio informados por el Banco Central diariamente por la Comunicación A 3500.

(2) Algunos valores son preliminares a la fecha del prospecto, mientras que otros todavía no fueron informados por la entidad correspondiente.

A junio de 2024, según los datos del REM, publicados el 6 de junio de 2024, llevada adelante por el Banco Central de la República Argentina, la inflación promedio esperada para el 2024 era de 146,4%, el tipo de cambio nominal esperado para el cierre del año 2024 era de 1.174,7 pesos por dólar y la variación del PBI estimada era de -3,8%.

Producto Bruto Interno

En el 2021, el PBI creció un 10,7% respecto del año anterior impulsado principalmente por: un incremento en la formación bruta de capital fijo del 33%; un aumento de exportaciones del 9% y un incremento del consumo privado del 10,2%.

En el año 2022, el PBI creció 5,0% respecto al 2021, impulsado nuevamente por: un incremento en la formación bruta de capital fijo del 10,9%; un incremento del consumo privado del 9,4% y un aumento en las exportaciones del 5,7%.

Durante el año 2023, el PBI decreció 1,6 % interanual. A pesar de que el consumo público y privado creció en torno al 1%, dicho incremento no llegó a compensar la fuerte caída en las exportaciones del 6,7% y la disminución en la formación bruta de capital del 1,9%. Las actividades con mayor incidencia positiva en la variación interanual fueron la explotación de minas y cantera y el rubro de hoteles y restaurantes; ambos con un crecimiento del 7% i.a.. Por su parte, se registró una caída en el sector de agricultura, ganadería, caza y silvicultura del 20% i.a. y una caída en la industria manufacturera del 2% i.a.

Inflación

Argentina debió enfrentar y sigue enfrentando altas presiones inflacionarias. Desde el año 2011 a la fecha, la Argentina experimentó aumentos en la tasa de inflación medidos según el IPC y el índice de precios al por mayor (“IPM”), reflejo del continuado incremento en los niveles de consumo privado y en la actividad económica (incluidas las exportaciones y la inversión pública y privada), ejerciendo cada vez más presión en la demanda de bienes y servicios, o la depreciación del Peso.

En períodos altamente inflacionarios, los sueldos y jornales tienden a caer y los consumidores adaptan sus patrones de consumo, eliminando gastos innecesarios y evitando ahorrar en moneda local. El aumento del riesgo inflacionario puede llegar a socavar el crecimiento macroeconómico y limitar más aún la disponibilidad de financiamiento, con el consiguiente impacto negativo en las operaciones de la Compañía. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con la Argentina— Los niveles de inflación actuales perjudican la capacidad de Argentina de alcanzar un crecimiento económico sostenible.”

El aumento de la inflación también tiene un efecto negativo en el costo de ventas, gastos de venta y gastos de administración, en especial, en los sueldos y las cargas sociales de la Compañía. PCR no puede garantizar que un incremento en los costos producto de la inflación se podrá compensar, en todo o en parte, con incrementos en los precios de los productos y servicios que la Compañía produce y vende. Adicionalmente, una apreciación del Peso puede resultar en un aumento de los costos operativos de la Compañía.

El Gobierno Nacional dispuso la reorganización del INDEC en 2016 determinando nuevas metodologías de medición de Índices de Precios. Para los períodos de 2021, 2022 y 2023 el INDEC publicó índices de inflación de: 50,9%, 94,8% y 211,4% respectivamente.

Fluctuaciones del tipo de cambio

De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación "A" 3500 del BCRA, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 22,11% en 2021 y 72,39% en 2022. En 2023, la variación del tipo de cambio del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense, fue del 356,34%. Al 2 de julio de 2024, el tipo de cambio nominal era Ps. 915,1667 por Dólar.

Al 31 de diciembre de 2022, la compañía tenía comprados forwards de dólar por un monto de U\$S 30 millones con vencimiento en enero 2023 para cubrir el vencimiento de sus Obligaciones Negociables clase D, cuyo vencimiento operaba el 30 de enero de 2023. Al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2023, la Compañía no tenía instrumentos derivados para cubrir su exposición al tipo de cambio. Dado que la mayor parte de sus ventas se encuentran basadas en precio dolarizados, la Compañía considera que no requiere coberturas en forma estructural, sino ocasionalmente cuando acumula excedentes de liquidez en pesos.

Toda eventual devaluación significativa del peso podría devenir en un incremento en el costo del servicio de la deuda de la Compañía y en el costo de insumos o equipos importados, con el consiguiente efecto adverso significativo en el resultado de sus operaciones. Sin perjuicio de lo antedicho, habida cuenta de que los ingresos de la Compañía están mayormente denominados en Dólares de los Estados Unidos de América (el 80% de las ventas de 2023 corresponden al segmento de negocios de petróleo y gas y energía renovable), una eventual devaluación del peso superior a la tasa de inflación daría lugar a un incremento en el margen de ganancia bruta. Sin embargo, si la devaluación del peso fuera inferior a la inflación, el margen de ganancia bruta de la Compañía podría verse reducido.

Deuda soberana

Uno de los objetivos expresados por la administración de Alberto Fernández fue la renegociación, o reestructuración, de la deuda del Estado Argentino tanto en moneda extranjera como en pesos argentinos, con diferentes leyes aplicables, y con acreedores privados y multilaterales con el objetivo de reducir el endeudamiento del Estado mejorando el perfil de la deuda (tasa de interés, plazo de gracia y esquema de amortización).

En este sentido, el 5 de febrero de 2020, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.544, en virtud de la cual la sostenibilidad de la deuda soberana es declarada una prioridad nacional y se autoriza al Ministerio de Economía a renegociar nuevos términos y condiciones con los acreedores de Argentina dentro de ciertos parámetros allí establecidos.

El 3 de marzo de 2022, el Gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como servicio ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio.

El acuerdo fue aprobado por el Congreso de la Nación a través de la Ley 27.668 el 17 de marzo de 2022 y fue promulgada por el Decreto N° 130/22; dicho acuerdo prevé refinanciar U\$S 44,0 billones de la deuda contraída entre 2018 y 2019 bajo un Acuerdo Stand-By, originalmente programada para ser pagada en los años 2021, 2022 y 2023. Actualmente, el FMI se encuentra realizando las revisiones trimestrales que han sido previstas en el acuerdo a los fines de asegurar el cumplimiento por parte del gobierno argentino de las metas establecidas para cada período de revisión.

A la fecha del presente Prospecto, no se puede asegurar que el acuerdo con el FMI no afecte la habilidad de Argentina de implementar reformas y políticas públicas y el impacto que tendrá en el crecimiento económico. Además, el impacto a largo plazo de estas medidas y de otras medidas en el futuro tomadas por el actual gobierno relativo a la economía argentina es incierto.

Ecuador

La siguiente tabla presenta información sobre ciertos indicadores económicos de Ecuador para los períodos indicados:

	Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Actividad Económica ⁽¹⁾			
Crecimiento PBI real (% variación).....	1,5	2,9	4,2
PBI nominal (millones de Dólares).....	118.845	115.050	106.166
Inflación (% variación interanual).....	1,4	3,7	1,9
Tasa de desempleo (en % resp. a Población Económicamente Activa).....	3,9	4,9	6

(1) Informado por el Banco Central de Ecuador – Marzo 2024.

(2) Informado por el Instituto de Estadísticas y Censos de Ecuador

Moneda y Dolarización

En enero de 2000, tras varias semanas de intensa depreciación del sucre, Ecuador anunció su plan de dolarizar la economía. El 1 de marzo de 2000, el Congreso de Ecuador aprobó el Programa de Dolarización, en virtud de la cual el dólar se transformó en la moneda de curso legal de Ecuador. La Ley para la Transformación Económica de Ecuador dispuso la obligación del Banco Central de Ecuador de cambiar sucres en forma inmediata, a una tasa de 25.000 sucres por U\$S 1. Además de proporcionar un marco oficial para la dolarización de la economía, la ley contemplaba reformas orientadas a fortalecer la estabilidad fiscal, mejorar la supervisión bancaria y establecer normas que fomentasen la inversión directa. Desde la sanción de la Ley para el Programa de Dolarización, el Dólar se ha transformado en la moneda de curso legal en Ecuador.

Como consecuencia del Programa de Dolarización, la capacidad de Ecuador y/o del Banco Central de Ecuador de ajustar la política monetaria y las tasas de interés para ejercer influencia en las tendencias macroeconómicas de la economía es limitada. En vista de la actual coyuntura del mercado, Ecuador podría estar en riesgo si no puede exportar bienes suficientes para recibir Dólares de los Estados Unidos de América adicionales, ya que carece de potestad para acuñar moneda. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Ecuador—La capacidad de Ecuador de contrarrestar shocks externos mediante la política económica es limitada”.

La economía de Ecuador está expuesta a la volatilidad del precio de otras materias primas, especialmente, las bananas y los camarones. Por otra parte, dado que el dólar es la moneda de curso legal de Ecuador, el nivel de reservas internacionales podría no ser un indicador de su capacidad para cumplir con los pagos de su cuenta corriente como efectivamente lo es en economías cuya moneda de curso legal no es el dólar. Véase “Factores de Riesgo—Factores de riesgo relacionados con Ecuador— La evolución de la economía de Ecuador y las actividades de la Compañía se han visto, y pueden seguirse viendo, afectadas por una pluralidad de factores” y “Factores de Riesgo—Factores de riesgo relacionados con Ecuador—La capacidad de Ecuador de contrarrestar shocks externos mediante la política económica es limitada”.

Producto Bruto Interno

Según estadísticas publicadas por el INEC y el Banco Central de Ecuador, hasta 2019 la economía del país había tomado un sendero de crecimiento los últimos tres años, mayormente derivado al crecimiento de las actividades de agricultura y pesca de camarón, que compensaban caídas en la actividad de petróleo y minas y refinación de petróleo. También se había evidenciado crecimiento en la actividad comercial y servicios de alojamiento y comida.

Para el año 2019, las necesidades de financiamiento llevaron al país a solicitar fondos a los multilaterales con los cuales firmó un acuerdo a través del FMI, el mismo que contempla un compromiso para realizar reformas fiscales, tributarias, laborales, y lo que respecta a la independencia del Banco Central de Ecuador. El Decreto N° 883 que eliminaba los subsidios a los combustibles desató una serie de protestas en el país que terminaron con la paralización de actividades por 12 días y que representaron pérdidas estimadas de U\$S 800 millones. En el mes de noviembre del 2019, la Asamblea aprobó la Ley de Progresividad y Simplicidad Tributaria con reformas a temas tributarios, y el FMI desembolsó al país U\$S 483 millones.

En el mes de julio de 2020, Ecuador presentó al mercado internacional una solicitud de consentimiento para la negociación de la deuda externa, la cual fue cerrada en agosto, logrando una aceptación del 98,5%. Como resultado, el

país logró un alivio en el pago de deuda externa por U\$S 16.452 millones, durante los próximos 10 años; se redujo el capital en más de U\$S 1.500 millones; se alcanzó un plazo a 12,7 años para el pago; la tasa de interés pasó de 9,2% a 5,3%; y se logró un periodo de gracia de cinco años en el capital y, prácticamente, dos años en los intereses.

Al cierre de 2020, el PBI registró una caída del 7,8%, siendo los rubros más afectados el de transporte, construcción y alojamiento y comida, principalmente afectados por los efectos del COVID 19. La caída en la economía fue particularmente profunda en la formación de capital ya que el ajuste fiscal se dio sobre todo en la inversión pública. Además, ante la caída del consumo y las trabas a las operaciones de empresas, cayó también la inversión privada. La caída en inversión y consumo trajo como consecuencia una menor demanda para productos importados, generando en 2020 un superávit comercial.

Para 2021, el Banco Central de Ecuador reportó un crecimiento económico de 4,2%, a partir de un buen comportamiento esperado tanto de la recuperación del consumo de hogares, así como del sector externo.

En 2022, el PIB creció un 2,9% impulsado principalmente por el aumento en la agricultura y pesca del camarón, así como también por el aumento en el rubro de alojamiento y servicio de comidas y en el rubro de correo y comunicaciones. Se registró una caída del 10% en el rubro pesca (con excepción del camarón).

El 14 de diciembre de 2022, el FMI aprobó la 6ta y última revisión del programa de financiamiento que mantuvo con el Ecuador. La puesta en marcha del código presupuestario orgánico reformado estableció un marco fiscal prudente, mientras que la reforma tributaria progresiva es crítica para rendir mayores ingresos para la sostenibilidad de los programas de inclusión social. Se han mejorado los marcos de gobernanza y anticorrupción, y se ha fortalecido la independencia del Banco Central.

La economía muestra signos de desaceleración desde finales de 2022. Las ventas totales se expandieron fuertemente durante los primeros 8 meses del 2022 con una tasa promedio de 15,7% interanual, pero a partir de septiembre, perdieron impulso persistentemente y cerraron diciembre con una expansión de apenas 5,2%. Las ventas del sector manufacturero crecen menos que la inflación, mientras que la construcción y el sector inmobiliario se contraen.

Las recaudaciones de IVA registran la misma tendencia. Luego de un promedio de expansión de 26,6% interanual en los primeros 8 meses de 2022, cayeron a apenas 5,1% en diciembre y 6,8% en enero 2023. Esta tendencia declinante también se evidencia en las importaciones de insumos para la producción. Durante los dos primeros trimestres del 2022, su expansión fue 38,3% interanual en promedio. En el tercer trimestre su crecimiento se desaceleró a 8,5% y el cuarto trimestre se contrajeron -2,4%.

La situación fiscal es dramática, 2023 cerró con un déficit de \$5,7 millardos (-4,8% del PIB) y un total de impagos de \$3,6 millardos. Un año antes se produjo un déficit de -\$1,8 millardos. La inversión pública ha sido la variable de ajuste desde 2014, cuando terminó la bonanza de los commodities y los ingresos fiscales se desvanecieron.

La recaudación tributaria está descendiendo. En 2023, cerró con una caída de \$945 m o -6,2%. Detrás de este descenso está el fin de las contribuciones temporales creadas en 2021 por el gobierno de Lasso y la reducción de la tasa de ISD ordenada por la Corte Constitucional.

La crisis fiscal también impulsó al gobierno de Noboa a incluir medidas que mejoren los ingresos tributarios. En el contexto de la declaratoria de "conflicto armado interno", el presidente Noboa envió el 11 de enero un nuevo proyecto económico urgente con el objetivo de elevar el IVA del 12 a 15%. (Ley Orgánica para Enfrentar el Conflicto Armado Interno, la Crisis Social y Económica); una vez aprobado, el gobierno estima esta reforma rendiría unos \$1.300 millones anuales de manera permanente.

Por otro lado, la Ley de Eficiencia Económica ya introdujo algunos cambios para elevar las recaudaciones tributarias. (Ley Orgánica de Eficiencia Económica y Generación de Empleo, de diciembre 19 de 2023, RO S-461)

Se creó una autorretención de grandes contribuyentes. Esto significa que los grandes contribuyentes ya no serán sujetos de retención en la fuente del Impuesto a la Renta, sino que deberán realizar una sola retención al mes sobre el total de ingresos gravados (incluye no solo las ventas, sino otros ingresos, por ejemplo, financieros). El porcentaje fue ya determinado por el SRI (Res. Nro. NAC-DGERCGC24-00000003, de enero 12). El límite establecido en la ley es 10%. El límite del proyecto inicial era de 3%.

Este mecanismo generará un exceso de pago de impuesto a la renta que será devuelto un año más tarde, vía notas de crédito. Es decir, funcionará como un financiamiento obligatorio del sector productivo al fisco. Se elevará el capital de trabajo requerido para la operación afectando la competitividad.

También se creó una remisión del 100% de intereses multas y recargos por impuestos impagos. Para acogerse a este beneficio, el pago del valor principal adeudado deberá efectuarse hasta el 31 de julio de 2024. El gobierno estima que este mecanismo podría por una sola vez \$960 millones. El gobierno estima que su necesidad de financiamiento en 2024 será nuevamente de \$10.000 millones. Todavía no está claro cómo cerrará la brecha fiscal.

Dada la falta de reservas internacionales, con sólo \$5,2 millardos, el ajuste de las cuentas externas se dará por menores importaciones que reflejarán la floja demanda de productos importados, sea de consumo o de inversión.

La previsión del BCE es que la economía en 2023 habría crecido 1,5% y que en 2024 lo hará en 0,8%.

Inflación

Dada la dolarización de la economía, el país no está sometido a presiones inflacionarias variaciones del índice de precios al consumidor están fuertemente asociadas a la dolarización del país. En el 2020, la deflación anual fue de 0,9% mientras que el 2021 acumuló una inflación interanual de 1,9% (superior derecha), siendo la inflación anual en los Estados Unidos de un 7,0% durante el 2021. Durante 2022, la inflación se aceleró acumulando un aumento interanual de 3,74%.

En 2024, el escenario recesivo acentuará la baja inflación. Podría haber alzas puntuales por incremento en costos, por ejemplo, el alza del IVA, pero no inflación. Lo anterior permitiría a Ecuador seguir recobrando competitividad, la que perdió con la inflación causada por la emisión de ecudólares durante el correato. En 2023, los precios del Ecuador bajaron en relación con los de los principales países latinoamericanos, excepto Argentina.

Producción nacional de Crudo

La producción y refinamiento de crudo es una de las actividades de mayor impacto en el producto bruto interno de Ecuador que está fuertemente asociada al desempeño de la Compañía. Desde 2018, el país ha producido un promedio de 181.241 miles de barriles por año, con una producción promedio diaria de 496 miles de barriles. En estas producciones, la participación privada es de alrededor del 27%, y el corresponde a la empresa nacional Petroecuador.

En el año 2021, la producción continuó disminuyendo y si bien en 2022 la producción de crudo tuvo un crecimiento del 2%, recién llegó a recuperar los niveles de 2020.

El 9 de mayo de 2023, la Corte Constitucional dio luz verde a una consulta popular, solicitada por Yasunidos en 2013, para prohibir el desarrollo de los yacimientos petrolíferos del ITT. Sin importar que los tres yacimientos que lo conforman ya están siendo explotados. La consulta se realizó el 20 de agosto de 2023 a nivel nacional y triunfó el cierre de este bloque que representa el 12% de la producción nacional.

La Corte incluso fijó un año de plazo al Estado para cerrar los campos petrolíferos ya en producción. La Corte desestimó que el petróleo del ITT sea parte del crudo que el Ecuador exporta; para ella únicamente cuenta que no se lo singulariza en ningún contrato a largo plazo.

En efecto, la Corte tampoco mostró preocupación por la reducción en ingresos anuales por \$1.000 millones anuales por el cierre del ITT (55,2 mil bpd a \$64,8/b). Las autoridades contaban con un aumento de la producción del ITT para compensar la pérdida de producción en otros campos.

La producción petrolera descendió -1,2% interanual en el acumulado a noviembre de 2023 a un promedio de 474 mil bpd. El 81% de la producción corresponde a la empresa estatal cuya producción subió en 3,0% (este incremento se explica por la reversión del bloque 16 al Estado). El 19% restante está a cargo de empresas privadas, que también registraron una caída de -16,1% interanual.

El descenso en la producción petrolera es persistente desde 2013 (cuando estuvo su cenit con 564 mil bpd). La reducción en la producción petrolera se aceleró a partir de mayo de 2021 cayendo por debajo de los 500 mil bpd,

coincidiendo con la posesión del gobierno de Guillermo Lasso. Atrás quedaron las promesas de campaña de duplicar la producción petrolera a un millón de barriles por día.

Sin la perforación de los nuevos pozos en Ishpingo, no se incorporará nueva producción, mientras que los yacimientos tradicionales de Petroecuador están en declive y sufre de frecuentes interrupciones.

El 31 de diciembre de 2022 se revirtió al Estado el bloque 16, luego de que este no aceptó la extensión de la concesión a la canadiense New Stratus Energy. La comunidad Waorani encontró que era un momento oportuno para presentar sus exigencias a la estatal Petroecuador a cambio de permitir la continuidad de la operación petrolera en sus territorios. La producción de este bloque se redujo significativamente por la presión comunitaria.

La producción también se ve afectada por frecuentes interrupciones en los oleoductos. Generalmente se trata de problemas geológicos que obligan a construir variantes. Pero el 10 de mayo de 2023 se produjo una fuga de crudo en el oleoducto estatal como resultado de un sabotaje. Es decir, una rotura causada intencionalmente cerca de un cuerpo de agua. (NTN24, mayo 11 de 2023)

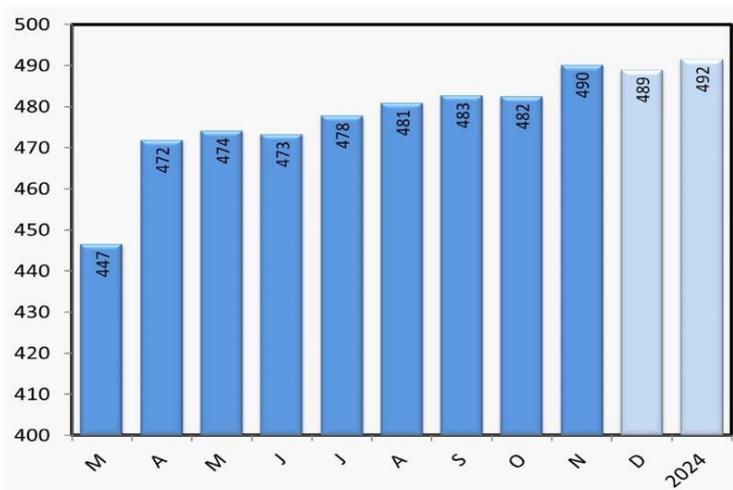
El oleoducto privado (OCP) continúa funcionando con normalidad. La argentina Pampa Energía compró las acciones de Repsol en OCP. Con esta adquisición, la empresa argentina alcanzó el 59,7% de participación. El valor restante es de propiedad de la petrolera china PetroOriental (cuyos propietarios son CNPC y Sinopec). El contrato de concesión del OCP terminó el 12 de enero de 2024. Pampa Energía ofreció invertir \$220 m a cambio de la ampliación del contrato. El gobierno ecuatoriano va por la reversión de esa infraestructura al Estado.

El futuro del petróleo en la Amazonía ecuatoriana depende del éxito en desactivar focos de conflicto con las comunidades: mayor inversión local y mejorar la relación con las comunidades para que se transformen en aliadas de la actividad extractiva.

La batalla se libra también en la opinión ciudadana; en la política en donde toman fuerza argumentos contrarios a la actividad petrolera; en la justicia en donde una Corte Constitucional activista pone cortapisas a la actividad sin importarle las consecuencias.

Por otro lado, la herramienta que tiene a mano el gobierno para impulsar la inversión en las áreas actuales de producción petrolera es acelerar los procesos de renovación de concesiones y solicitudes de migración de contratos. Los inversionistas enfrentan tramites excesivos y una burocracia que detiene el avance de los proyectos de inversión. Se requiere un giro radical para superar estas trabas burocráticas.

Producción de crudo ecuatoriano (en miles de barriles por día)



Fuente: BCE, Agencia de Regulación de Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Política:

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

El 11 abril de 2021, Guillermo Lasso resultó presidente electo. El 9 de junio de 2021, Guillermo Lasso emitió el Decreto Ejecutivo 68 que estableció las prioridades en materia productiva: facilitar el comercio internacional y la promoción de exportaciones; atracción de inversiones y fomento de la competitividad, aplicación y ejecución de buenas prácticas regulatorias y simplificación y transparencia en los procesos administrativos.

El 5 de febrero de 2023 se llevaron a cabo elecciones seccionales: 23 prefectos provinciales, 221 alcaldes, 864 concejales urbanos y 443 rurales, 4.109 integrantes de juntas parroquiales. Además, se realizó la elección de 7 miembros del Consejo de Participación Ciudadana y Control Social, un referéndum nacional por iniciativa presidencial con 8 preguntas. Los resultados electorales son una clara derrota política del gobierno. Luego de dos años de bloqueos en la Asamblea, Lasso trató de legitimar su gestión consultando directamente al pueblo, pero este le dio la espalda.

Frente a este panorama adverso, sumado a un llamado a juicio político al ex Presidente por parte de la Asamblea, el ex Presidente Lasso, con fundamento en el artículo 148 de la Constitución de la República, llamó a “muerte cruzada”, es decir disolvió a la Asamblea y llamó a nuevas elecciones de Presidente y legislativas.

Daniel Noboa fue el ganador de las elecciones presidenciales el 15 de octubre de 2023 y asumió en el cargo el 23 de noviembre de 2023. Al igual que el ex Presidente Lasso, el Presidente Noboa no cuenta con mayoría legislativa, pero a diferencia de su antecesor, tuvo que aliarse con partidos de oposición para obtener mayoría.

Precisamente a través de esta mayoría ha logrado que la Asamblea Nacional apruebe la Ley Orgánica de Eficiencia Económica y Generación de Empleo. Esta Ley principalmente establece lo siguiente:

- a) **Autorretención para Grandes Contribuyentes:** Las sociedades Grandes Contribuyentes practicarán mensualmente una autorretención del Impuesto a la Renta sobre el total de sus ingresos gravados de dicho mes que no han sido objeto de retención. El porcentaje de autorretención será el que establezca el SRI en función de la tasa impositiva efectiva por la actividad económica habitual. Esta autorretención constituirá crédito tributario de impuesto a la renta.
- b) **Grandes Contribuyentes No Sujetos a Retenciones:** Los contratistas de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en los pagos que realice el Estado ecuatoriano, no están sujetos a retenciones de impuesto a la renta por parte de terceros.
- c) **Remisión tributaria:** Remisión del 100% de intereses, multas y recargos respecto del capital pagado de las obligaciones tributarias generadas hasta el 31 de diciembre de 2023 cuya recaudación le corresponda al SRI. El pago debe efectuarse hasta el 31 de julio de 2024. Si los pagos previos cubren la totalidad del principal, quedarán remitidos los intereses multas y recargos. Si los pagos previos no cubren el principal, se puede cancelar la diferencia para acogerse a esta remisión.
- d) **Sistema de Estabilidad Tributaria del Régimen General de Impuesto a la Renta:** Aplicable para todos los contribuyentes que así lo deseen, conforme al procedimiento que se establezca en el reglamento. A cambio, el contribuyente interesado incrementará su tarifa en 2 puntos porcentuales por un periodo de 5 años. El contribuyente debe cumplir al menos con la tasa impositiva efectiva del sector al que pertenezca.
- e) **Régimen de Tributación para Compañía Foránea Controlada:** Es aplicable para al menos un beneficiario final de sociedades sin residencia fiscal en Ecuador, que directa o indirectamente, mantengan una participación efectiva igual o mayor al 25% del capital o similares, y que tienen una tasa efectiva de impuesto a la renta inferior al 60% a la que corresponda en el Ecuador.
- f) **Reformas al Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones (COPCI):** Se incluye en la definición de inversión nueva el requisito de generar nuevas plazas de trabajo. Para la suscripción de contratos de inversión, se otorga un término de 60 días al ente rector de las Finanzas Públicas para emitir un dictamen. Este término se contabiliza desde que tienen un requerimiento formal y completo. Se elimina la exoneración de IVA para Importaciones por contrato de inversión.
- g) **Deducción adicional del 50% por creación de plazas de empleo joven:** Se crea una deducción del 50% adicional sobre sueldos y salarios aportados a la seguridad social para: 1) Jóvenes entre los 18 y 29 años de edad; y, 2) personas obligadas a pagar pensiones alimenticias (sin límite de edad).
- h) **Exención de impuesto a la renta en proyectos de transición energética:** Exoneración de impuesto a la renta por 10 años (desde generación de ingresos) para nuevas inversiones productivas en proyectos sobre transición hacia la generación de energías renovables no convencionales y la producción, industrialización, transporte, abastecimiento, comercialización de gas natural o hidrógeno verde en el Ecuador. El beneficio no puede superar la inversión.

Otra de las normas que el Presidente Noboa ha conseguido que se apruebe es la Ley Orgánica para Enfrentar el Conflicto Armado Interno, la Crisis Social y Económica. A través de esta ley se aprobó el incremento en la tarifa de IVA (incremento que el Presidente ya lo estableció que sea al 15%), contribución temporal de seguridad de un 3,25% por las utilidades gravadas del período fiscal 2022 a pagarse en los períodos 2024 y 2025, contribución temporal sobre utilidades de los bancos y cooperativas de ahorro y crédito y el incremento del Impuesto de Salida de Divisas al 5%.

Entorno petrolero

El 13 de octubre de 2022 concluyeron los 90 días de diálogos entre el gobierno y organizaciones indígenas. La posición de los grupos indígenas es contraria al “extractivismo”, término con connotación negativa usado para referirse a la extracción de petróleo y de minerales.

Entre las 10 exigencias de la Conaie en su Agenda de Lucha Nacional del 13 de junio incluyeron:

“Moratoria a la ampliación de la frontera extractiva minera/petrolera, auditoría y reparación integral por los impactos socioambientales, para la protección de los territorios, fuentes de agua y ecosistemas frágiles. Derogatoria de los Decretos 95 (petrolero) y 151 (minero).”

El gobierno reiteró que defenderá la seguridad jurídica de las empresas.

A continuación, se analizan los principales cambios acordados.

#1 Moratoria.– El gobierno aceptó una moratoria temporal, de al menos 12 meses, o hasta que se publique en el registro oficial una ley de consulta previa. La moratoria aplica a 15 bloques petroleros ubicados en Pastaza y Morona Santiago, incluyendo los bloques de la Ronda Suroriente (Bloques 28, 70, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 80, 81, 82, 84, 85, 86 y 87).

El gobierno no aceptó el pedido de los indígenas de una moratoria completa ni que se detengan actividades adicionales en los bloques por licitar en la Ronda Intracampos (11, 93, 94, 95, 96, 97 y 59). Tampoco aceptó la moratoria en el bloque Perico, 61 y 10 ni que se aplique una prohibición absoluta para la ampliación de actividades petroleras en zonas que afecten a indígenas en aislamiento voluntario (que sean o no áreas declaradas protegidas o intangibles).

#2 Consulta previa.– Se acordó la conformación de una mesa técnica-jurídica para “construir de manera articulada el proyecto de ley con las organizaciones sociales y organizaciones de pueblos y nacionalidades”. Esta mesa contará con un asesor de la Relatoría Para los Pueblos Indígenas de las Naciones Unidas y/o de la CIDH.

La Constitución estipula la necesidad de una consulta previa a las comunidades del área de influencia de un proyecto. Esta es una responsabilidad del Estado que no ha podido ser cumplida por falta de una ley que la regule. La consulta previa es un mecanismo de participación ciudadana que no tiene poder de veto en la actividad.

La Corte Constitucional ya había dictaminado que se promulgue una ley sobre este tema antes del 13 de diciembre de 2020. Sin embargo, el requerimiento no ha sido procesado por la Asamblea.

Los representantes del gobierno no aceptaron pedido de que la licencia ambiental se someta a consulta previa.

#3 Consulta ambiental.– Se conformará una mesa técnica para que las organizaciones indígenas revisen la propuesta de Consulta Ambiental que deberá someterse a consulta prelegislativa.

El objetivo de la consulta prelegislativa es que comunidades, pueblos y nacionalidades indígenas titulares de derechos colectivos sean consultadas en casos en que esos derechos puedan ser afectados por un proyecto legislativo.

La consulta ambiental es una obligación indelegable del Estado y debe ser efectuada en acompañamiento con la Defensoría del Pueblo y GADs. Esta consulta debe cumplir con los parámetros que sean aplicables de la consulta previa. Debe realizarse previo a la emisión del registro ambiental y de la licencia ambiental. La falta de consulta ambiental deviene en la invalidez de la autorización estatal. El Ejecutivo tendrá que generar un sistema transitorio, vía Decreto, que permita realizar la consulta previa hasta que haya concluido la consulta prelegislativa.

#4 Evaluación integral y vinculante.– Se acordó conformar una mesa técnica de evaluación integral, con carácter

vinculante, para la revisión de: licencias ambientales, contratos petroleros. Esta comisión también revisará los impactos socio ambientales, legales y operacionales, así como los mecanismos de remediación y reparación.

Esta mesa estará compuesta por organizaciones sociales (Conaie, Feine y Fenocin), los ministerios de Estado correspondientes, Fiscalía, Consejo de la Judicatura, Naciones Unidas (o CIDH).

Se evaluarán los procesos de licenciamiento e impacto de la Ronda Intracampos II, de la Ronda Suroriente y de los bloques 10 (Agip Oil Ecuador), 14 y 17 (Petrooriental), 61, 12, 31 y 43 (Petroamazonas), 16 (New Stratus Energy/Petrolia), 22, 29 y 75.

#5 Remediación ambiental.– Se instalará una comisión técnica ambiental para identificar y remediar pasivos ambientales ocasionados por el Estado, empresas privadas y otras. Se busca crear compensaciones e indemnizaciones para una reparación integral por los daños ocasionados.

#6 Reformas a la ley petrolera y de Petroecuador.– Se constituirán mesas técnico jurídicas entre las organizaciones indígenas, los sindicatos y el Ejecutivo para la construcción de nuevos proyectos de ley que reformen la Ley de Hidrocarburos.

En julio de 2021, el Decreto Ejecutivo 95 inundó de optimismo al sector petrolero ya que contenía un plan de acción inmediato para los siguientes 100 días para potenciar la inversión privada. El objetivo inicial era duplicar la producción de crudo, pública y privada, a 1 millón de bpd para fines del mandato de Lasso.

Lamentablemente, las trabas internas en trámites interminables y una burocracia que no decide y no está alineada con los objetivos presidenciales impidieron avanzar hacia estos objetivos petroleros y mineros.

Desde la posesión del Presidente Noboa, no hay avances en cuanto a políticas hidrocarburíferas ni convocatorias a posibles nuevas rondas dado que el gobierno se ha focalizado en temas relacionados con incrementar el gasto público en seguridad interna para combatir las bandas de narcotraficantes y delincuenciales, así como en la generación de energía eléctrica para precisamente contrarrestar los apagones eléctricos que sufrió el país en los últimos meses del 2023 debido al estiaje.

Para obtener más ingresos que le permitan combatir a las bandas de narcotraficantes y delincuenciales, y así reducir los índices de inseguridad en el país, logró que se apruebe la referida Ley Orgánica para Enfrentar el Conflicto Armado Interno, la Crisis Social y Económica. Mientras que para enfrentar la crisis energética consiguió la aprobación de la Ley de Competitividad Energética y posteriormente emitió su respectivo Reglamento a la Ley, con lo cual se fomenta principalmente: la delegación a compañías privadas para que desarrollen Proyectos que no consten en el Plan Maestro de Electricidad para el servicio público de energía eléctrica y servicio de alumbrado público; la delegación a la iniciativa privada nuevos proyectos de transmisión de electricidad mediante concesión o permitir la construcción de nuevas redes e infraestructuras de distribución para abastecer la demanda de energía eléctrica a los clientes comerciales y/o industriales que se encuentren aislados de la red de energía eléctrica; y, la posibilidad de que los consumidores regulados y no regulados puedan instalar sistemas de generación distribuida exclusivamente para su abastecimiento.

Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía

Operación en Argentina

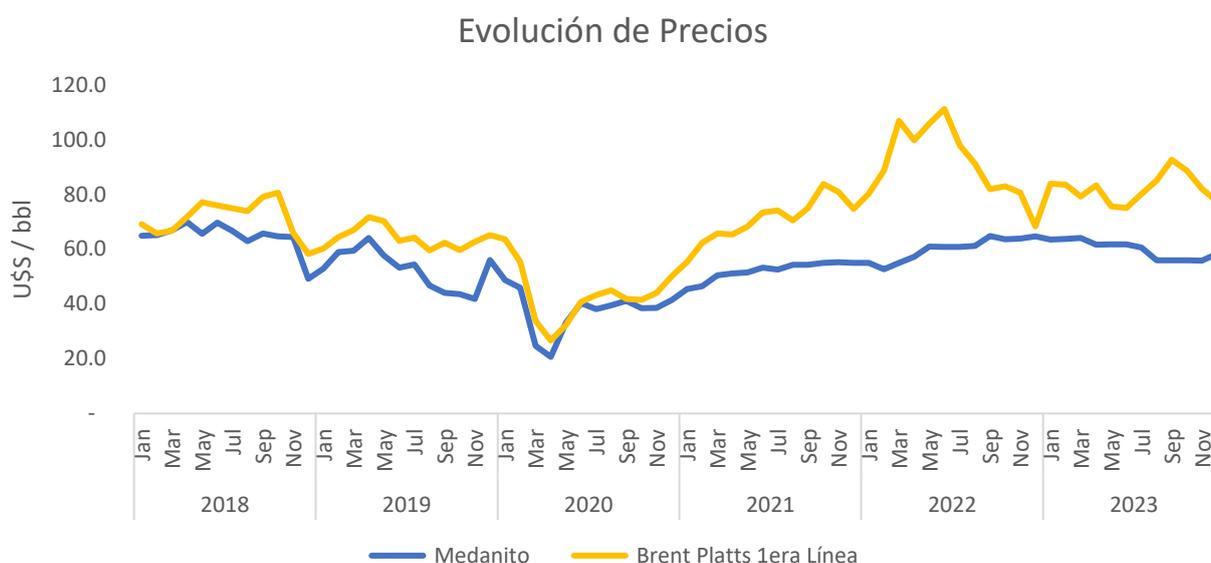
Precios del Petróleo

Los resultados operativos y el flujo de efectivo de las actividades de petróleo de la Compañía son susceptibles a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo. Debido a factores relacionados con políticas de índole regulatoria, económica y pública, en el pasado, los precios del petróleo en Argentina estaban sumamente rezagados respecto a los precios vigentes en el mercado internacional. Por otra parte, a efectos de garantizar, entre otras cosas, el abastecimiento interno, el Gobierno Nacional impuso elevados derechos de exportación y otras restricciones a las exportaciones que impidieron que las empresas pudieran redituarse de los importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo. No obstante ello, a partir del año 2022, muchas empresas -incluida la Compañía- han logrado incrementar sus exportaciones de crudo, pudiendo beneficiarse de los mayores precios internacionales. Asimismo, a

partir de la asunción del nuevo gobierno de Javier Milei, y la posibilidad del incremento de precio de las naftas y gasoil, el precio de venta del crudo local ha venido aumentando.

En referencia al precio del petróleo, es de esperar que se mantenga en niveles altos dada la incertidumbre alrededor de los conflictos en Europa del Este y en Medio Oriente. En su último informe del mes de abril de 2024, la U.S. Energy Information Administration estimó un Brent de 89 U\$S/bbl para el 2024 contra 82 U\$S/bbl del año 2023.

Durante los últimos años los precios del crudo local se han definido conforme a los precios acordados por los principales operadores del negocio downstream que compran crudo para sus refinerías. Desde el año 2021 hasta fines de 2023, el precio de venta de crudo local ha estado por debajo de la fórmula “export parity”, en donde se utiliza como base el precio del crudo Brent, en Dólares, y se le restan cargos por retenciones a las exportaciones y calidad del crudo. A continuación, se expone la evolución del precio del crudo Brent y el precio del crudo cobrado por la compañía a partir de su yacimiento principal en Argentina, El Medanito, en provincia de La Pampa:



Precios del Gas Natural

El precio del gas natural en Argentina se ha visto limitado por una serie de medidas impulsadas por el Gobierno Nacional con el fin de garantizar el abastecimiento interno a precios accesibles. Conforme a la normativa aplicable en Argentina, los productores de gas han tenido que vender a los distribuidores el gas necesario para satisfacer las necesidades del mercado interno regulado - concepto al que también se conoce como “demanda prioritaria” - a los precios fijados por las autoridades competentes. A su vez, los productores de gas solo podrían vender su producción de gas excedente en el mercado desregulado, ya sea en el mercado argentino o en el mercado de exportación, en este último caso, supeditado al cumplimiento de ciertos requisitos. Sin embargo, el Gobierno argentino no les ha requerido a los productores de gas a vender gas natural en los mercados regulados para satisfacer la demanda prioritaria desde enero de 2018. En consonancia con su estrategia para garantizar el abastecimiento interno, en los últimos 15 años, el Gobierno Nacional ha adoptado una serie de medidas que han devenido en ciertas restricciones para la exportación de gas natural de origen argentino.

El 2 de marzo de 2017 el MEyM emitió la Resolución N° 46-E/2017, mediante la cual se creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural” con el objetivo de incentivar las inversiones y la producción de gas natural en reservorios no-convencionales, tales como el reservorio de Vaca Muerta.

A partir del mencionado estímulo a la producción de gas natural, que se mantuvo vigente hasta finales de 2021, Argentina incrementó significativamente su producción de gas e incluso comenzó a exportar su excedente de producción de gas natural a Chile. Asimismo, en mayo de 2023, la Secretaría de Energía anunció la puesta en operación de la etapa final de la rehabilitación del Oleoducto Trasandino desde Vaca Muerta hacia Chile.

Estacionalidad de los precios del gas en Argentina

La demanda de gas natural en el mercado residencial argentino es inherentemente estacional, dado que es alta durante el invierno y baja durante el verano. Debido a esta estacionalidad, el precio de venta promedio del gas natural siempre ha sido mayor durante los meses de invierno.

Ventas de Petróleo y Gas en Argentina

En Argentina, los ingresos netos de la Compañía provienen principalmente de la venta de petróleo crudo y gas natural producido en El Medanito, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, principalmente en la cuenca Neuquina y de la venta del petróleo crudo producido en El Sosneado, el cual es similar al petróleo crudo Escalante, menos un descuento. A su vez, el petróleo crudo producido en El Medanito, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE es vendido en el mercado interno a precios acordados en virtud de los acuerdos contractuales vigentes de la Compañía.

El siguiente cuadro refleja el precio de venta promedio de petróleo crudo de la Compañía en Argentina en Dólares de los Estados Unidos de América para cada uno de los ejercicios.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en Dólares por barril de petróleo)		
El Medanito ⁽¹⁾	59,90	59,90	52,40
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	60,30	64,60	53,50
25 de Mayo-Medanito SE ⁽¹⁾	70,20	73,70	52,90
El Sosneado ⁽¹⁾	56,80	58,20	48,60
Precio ICE Brent 1 ^a Línea promedio	82,21	91,30	70,77

(1) Los precios del petróleo se reflejan antes de regalías y derechos de participación.
(2) La venta de Crudo de Gobernador Ayala V no es significativa.

El siguiente cuadro muestra el precio de venta promedio de gas natural de la Compañía en Argentina en Dólares de los Estados Unidos de América para cada uno de los ejercicios.

	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en Dólares por MMBtu)		
Precio de venta promedio del gas natural (MMBtu)	2,65	3,4	2,5

Actividad en la Provincia de La Pampa, Argentina

En relación con la producción de petróleo en el área El Medanito, la remuneración pagada a la provincia de La Pampa resulta de una fórmula preestablecida, conforme a la cual la Compañía tiene derecho a recibir los siguientes cargos con respecto a los volúmenes de hidrocarburos líquidos extraídos del área: (i) un 73% de la producción neta cuando el precio de venta promedio ponderado de las ventas de la Sociedad del mes en Dólares de los Estados Unidos de América por barril ("PVPP") sea igual o menor a U\$S25/barril, (ii) cuando el PVPP fuere mayor a 25 U\$S/barril y menor o igual a 100 U\$S/barril, PCR recibirá un 60% sobre el excedente de 25 U\$S/barril y hasta 100 U\$S/barril; y (iii) cuando el PVPP fuera mayor a 100U\$S/barril, la retribución de PCR sobre el excedente de 100 U\$S/barril será del 40%. La producción restante pertenecerá a la provincia de La Pampa, pudiendo optar por comercializarla en forma directa o entregársela a PCR para su comercialización, en cuyo caso, dicha producción pasará a ser de libre disponibilidad para PCR quien abonará a la provincia en forma mensual los importes que resulten de aplicar el PVPP a los porcentajes de producción que corresponden a dicha provincia en virtud de los criterios antes referidos. En el caso de la producción de gas, la provincia de La Pampa tiene derecho a: 27% de la producción neta multiplicada por el precio de venta promedio de la Compañía dividido por dos.

La Compañía debe pagar regalías del 20%, menos los descuentos aplicables, a la provincia de La Pampa de la producción de petróleo y gas computable de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE y del 18% para el área Gobernador Ayala V. Estas regalías se calculan en base al precio de venta promedio ponderado de las operaciones comerciales de la Compañía con terceros en el período correspondiente a la liquidación aplicable.

Actividad en la Provincia de Mendoza, Argentina

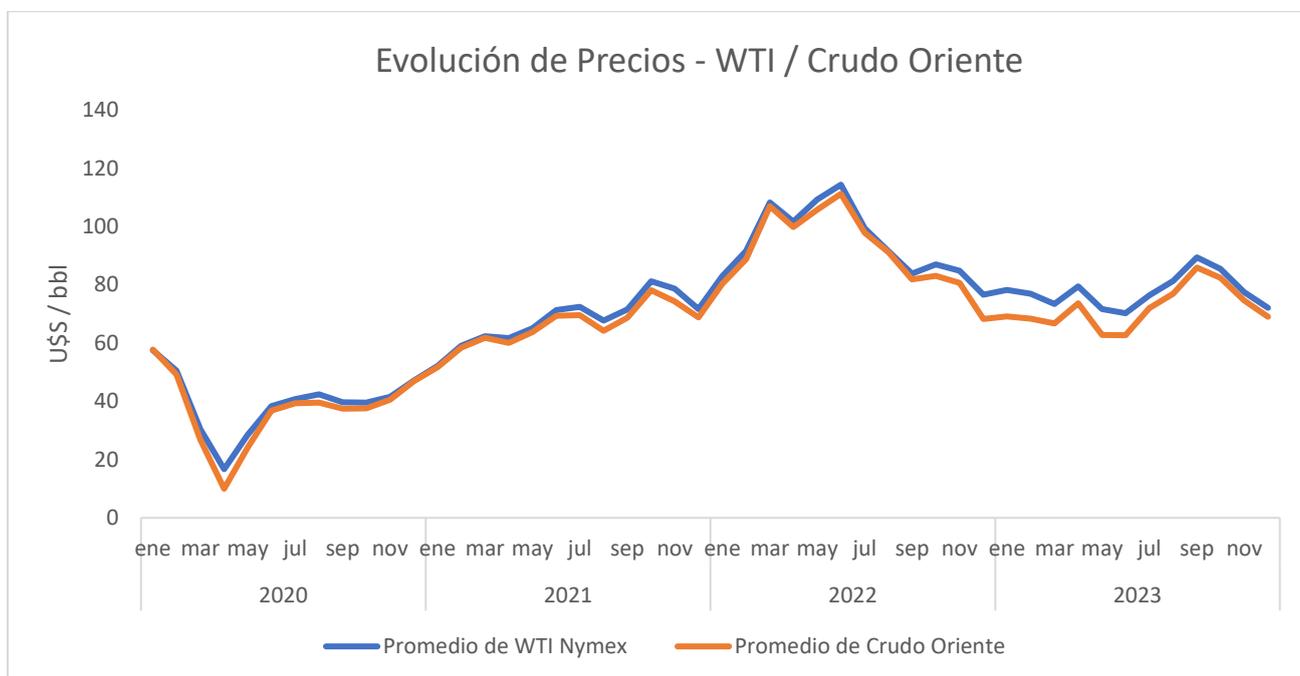
La Compañía está obligada a pagar regalías mensuales a la provincia de Mendoza por su producción en el área El Sosneado. La nueva prórroga, que comenzó a regir el 1 de julio de 2022, contempla una regalía fija del 12% del valor boca de pozo de los hidrocarburos que extraiga y una regalía variable hasta un máximo del 6% mediante la aplicación de una fórmula en función del precio de venta en boca de pozo del petróleo. El precio de la boca de pozo es calculado en base al volumen y precio de venta del petróleo crudo y gas producido y los volúmenes de gas natural vendidos, luego de haber deducido el tratamiento del transporte y costos de almacenamiento, entre otras deducciones. Las condiciones dispuestas en el Decreto N° 950 rigen hasta la finalización de la concesión conforme fuera prorrogada, es decir, hasta el 6 de septiembre de 2035. Véase “La Industria de Petróleo y Gas de Argentina—Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina—Regalías, Otros Cánones y Tasas—Regalías” y “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con el Sector del Petróleo y Gas de Argentina.”

Para las restantes áreas de Mendoza, adquiridas en el 2023, la Compañía debe pagar regalías del 12%, más un canon fijo de entre el 3% y el 4%. Estas regalías se calculan en base al precio de venta promedio ponderado de las operaciones comerciales de la Compañía con terceros en el período correspondiente a la liquidación aplicable.

Operación en Ecuador

Ventas de Petróleo en Ecuador. Tarifas

En Ecuador, el precio de referencia es el Crudo Oriente cuya cotización estuvo en los últimos tiempos significativamente correlacionada con el precio West Texas Intermediate (“WTI”). A continuación, un gráfico que muestra esta relación.



Los ingresos de la Compañía derivan principalmente de los contratos de servicios de petróleo de las áreas Palanda Yuca Sur y Pindo, y en menor medida, del área Sami, un reservorio nuevo resultante de actividades de exploración desarrolladas en el área de Palanda Yuca Sur. Conforme a los contratos de servicios, el gobierno de Ecuador tiene la opción de realizar pagos en efectivo o en especie por la tasa fija de cada barril producido y entregado por la Compañía.

Los pagos en especie se realizan en barriles de petróleo crudo oriental, y el total del volumen de los barriles a ser recibido deriva de la aplicación de una fórmula que considera el balance de la cuenta en Dólares de los Estados Unidos de América para el pago a la concesionaria en el último día del mes inmediatamente anterior a la entrega de los barriles dividida por el promedio del precio del último mes de las ventas externas de petróleo crudo de calidad equivalente realizado por Petroecuador el mes anterior. En 2011, los socios del Consorcio Petrosud-Petroriva y del Consorcio Palanda Yuca Sur acordaron con la SHE un ajuste anual del 50% de las tasas de procedimiento mediante una fórmula de ajuste que refleja los efectos de la inflación en los costos operativos (asumiendo por el propósito de este ajuste una variación del 17,50% en Estados Unidos indicador de los precios del petróleo y del gas (Actividades de Soporte para las Operaciones del Gas y el Petróleo) y una variación del 32,50% en el precio del consumidor en Estados Unidos).

Los contratos establecen que, para el pago de la tarifa establecida por barril, deberá haber ingresos suficientes disponibles a Ecuador para cubrir el precio por barril de las áreas respectivas. La existencia o no de ingresos disponibles para cubrir el precio se determina de la siguiente manera: un monto igual al 25% de los ingresos derivado de la producción en el área relevante al contrato es reservado para el gobierno de Ecuador como margen soberano. Los costos de transporte y comercialización incurridos por Ecuador y los impuestos pagaderos al ECORAE, y mediante la Ley para la Creación de Ingresos Sustitutos para las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos serán cubiertas por el balance restante. El precio de la entrega de los servicios se pagará una vez que se hayan realizado las deducciones.

Si el ingreso disponible no es suficiente para cubrir la tarifa establecida, el saldo restante se acumulará durante el mes o año fiscal correspondiente. La diferencia entre los montos pagados por honorarios y el ingreso disponible para el mismo mes o año fiscal será transferido al mes o año fiscal siguiente, sin intereses, y en caso de que no pueda ser cubierto durante ese respectivo mes o año posterior, se acumulará sucesivamente hasta el término del contrato. Cualquier diferencia transferida, originada por ingresos insuficientes disponibles, que no han sido pagados por el gobierno de Ecuador a la terminación del contrato, se extinguirán y no se pagarán al contratante, quedando el gobierno de Ecuador automáticamente liberado de la obligación de pago.

Cuando los precios internacionales son bajos, la Compañía obtiene menos del precio establecido, pero cuando los precios internacionales se recuperan la Compañía puede obtener los montos impagos por los servicios de producción recibidos, siempre después del 25% de la participación mínima del gobierno de Ecuador y los descuentos mencionados anteriormente. Durante el año 2021 el precio internacional permitió una recuperación de U\$S 14,5 millones de crédito contingente generado durante el 2020. Para más información, véase *“Información sobre la Emisora - Áreas de Ecuador”*.

Durante el año 2021 y el primer trimestre del año 2022 se ha recuperado el total de acumulación del Bloque Pindo por U\$S7.3 millones y para el Bloque Palanda Yuca Sur se ha recuperado un monto de U\$S6.9 millones. En el año 2023 se ha recuperado U\$S0.27 millones del bloque Palanda Yuca Sur; el saldo de acumulación pendiente de recuperar es U\$S2.09 millones.

En Ecuador, conforme a los contratos de servicios de los Bloques Pindo y Palanda Yuca Sur, la Compañía tiene derecho a recibir un monto basado en una tasa fija por cada barril producido y entregado.

El siguiente cuadro muestra la tarifa establecida promedio por barril de petróleo crudo en Ecuador en Dólares de los Estados Unidos de América.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en Dólares por Bbl)		
Pindo	32,15	31,03	29,89
Palanda Yuca Sur	35,99	34,74	33,46
Sami	45,72	44,13	42,51

Tendencias relacionadas con el Negocio de Energía Renovable de la Compañía

Los principales agentes en el mercado de generación eléctrica del sector privado son Central Puerto, el grupo Enel, AES Argentina Generación S.A. (filial de AES Corporation), Pampa Energía S.A., Goldwind, YPF EE S.A y Genneia S.A., entre otros. En 2023 PCR (a través de sus subsidiarias) poseía el 1,2% de la capacidad instalada de energía eléctrica del país y

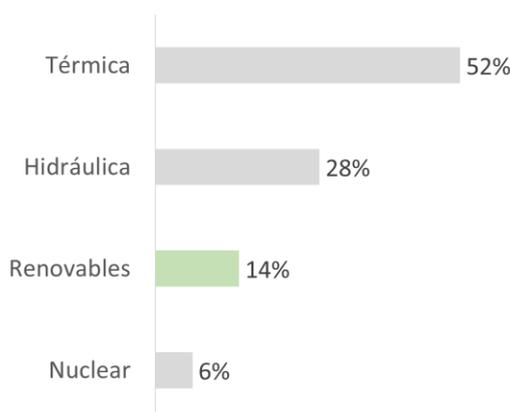
la generación, que fue del orden de 1.725 Gwh, representó el 9% de la energía renovable generada, todo ello según datos publicados por CAMMESA.

La Argentina posee buenas condiciones climáticas para continuar desarrollando las diversas fuentes de energías renovables. La principal limitante al crecimiento de fuentes renovables constituye la necesidad de contar con la prioridad de despacho por parte de CAMMESA en un sistema con capacidad de transporte al límite. Durante el año 2023 (último dato disponible) la Argentina incorporó potencia instalada por más de 6,9 GWh proveniente de fuentes renovables.

A diciembre de 2023, Argentina contaba con una potencia instalada de 43.774 MW, lo cual representó un incremento del 2% respecto al de 2022, de acuerdo al último informa anual (provisorio) de CAMMESA.



Seguidamente, se expone la matriz de generación energética provisorio del año 2023.



Fuente interna de la compañía en base a datos anuales provisorios 2023 de CAMMESA

La Compañía ha venido incrementando su capacidad de generación a lo largo de los últimos años y esta tendencia continuará en los próximos años, producto de la construcción de proyectos de nuevos parques eólicos y solares. Con la habilitación comercial de los parques eólicos Mataco III, Vivoratá y San Luis Norte, la Compañía logró acumular una potencia instalada de generación de 527,4 MW.



Las inversiones de la Compañía en los últimos años y la participación de la misma en diversas licitaciones donde fue adjudicada con 550 MW de prioridad de despacho ratifican la firme decisión de PCR de continuar en el negocio de las energías limpias y de contribuir a la eficientización de la matriz energética de Argentina, ubicando al Grupo PCR como uno de los mayores operadores en la industria de energías renovables.

Tendencias relacionadas con el Negocio de Cemento de la Compañía

La demanda de cemento en Argentina se ha recuperado a partir de 2021 y se ha mantenido estable en 2023. Para 2024, se espera una fuerte caída en los despachos de cemento producto del fuerte ajuste macroeconómico que está atravesando la Argentina, donde además ha suspendido la obra pública (incluyendo, pero no limitado a, las represas en construcción en la provincia de Santa Cruz). Según datos de la AFCP, en marzo 2024 los despachos de cemento cayeron un 42,9% en relación al mismo mes de 2023. En el caso puntual de la Compañía, en el primer trimestre de 2024, los despachos de cemento han disminuido aproximadamente un 25%, con respecto al mismo trimestre del año anterior.

Ventas de Cemento

Los ingresos de la Compañía por ventas de cemento provienen de dos grandes rubros: (i) cemento Portland destinados a la construcción (5 tipos); y (ii) cemento Portland para uso petrolero clases "G" y "H" certificado por el API.

El precio del cemento en Argentina no está regulado y fluctúa por efecto de la oferta y la demanda, determinadas principalmente por los requerimientos de construcción y las inversiones del gobierno en infraestructura.

Los precios que cobra la Compañía por sus productos de cemento están directamente relacionados con sus costos de producción, por ejemplo, el costo laboral y de la energía (gas y energía eléctrica). Cualquier fluctuación en los precios de la energía podría afectar la estructura de costos de la Compañía y, por ende, el precio de sus productos. La Compañía no puede garantizar que podrá trasladar a sus clientes cualquier eventual incremento significativo en estos costos, lo cual podría devenir en una reducción en sus márgenes de ganancia bruta, con el consiguiente efecto en los resultados de sus operaciones.

El costo de ventas del negocio del cemento de la Compañía se encuentra relacionado principalmente con los costos laborales, con el gas natural, la electricidad, gasoil, los costos de flete, embalajes, los servicios prestados por terceros, la depreciación de activos fijos y el mantenimiento de la maquinaria.

Resultado de las Operaciones

Resumen de Resultados

A continuación, en la tabla se encuentra un resumen de la información financiera consolidada que surge de las cifras incluidas en los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y su información comparativa del ejercicio 2022, y de las cifras incluidas en los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y su información comparativa del ejercicio 2021, respectivamente.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Ingresos por ventas por segmento				
Petróleo y Gas Argentina	102.508,3	109.165,0	35.055,3	32.024,9
Petróleo Ecuador	46.494,6	50.165,8	16.109,4	20.100,5
Cemento	41.141,0	42.288,2	13.579,7	14.489,3
Bloques de Cemento y Morteros Secos	4.220,1	4.769,3	1.531,5	1.457,2
Energías renovables	52.099,8	43.533,1	13.979,5	17.662,9
Ajustes por Consolidación ⁽³⁾	(328,2)	(409,2)	(131,4)	(154,6)
Total ingresos por ventas	246.135,5	249.512,2	80.124,0	85.580,1
Costo de ventas	(169.895,2)	(156.140,7)	(50.140,3)	(50.273,0)
Ganancia bruta	76.240,3	93.371,5	29.983,7	35.307,1
Gastos de comercialización	(8.451,0)	(8.971,5)	(3.038,4)	(2.549,9)
Gastos de exploración	(307,7)	(1.196,0)	(384,1)	(106,2)
Gastos de administración	(13.508,5)	(10.951,4)	(3.516,7)	(3.131,3)
Otros gastos - deterioro de propiedad, planta y equipo	-	-	-	(373,5)
Otros ingresos y egresos, neto	3.611,4	(3.928,2)	(1.261,4)	(1.898,4)
Ganancia operativa	57.584,4	68.324,5	21.783,1	27.247,9
Resultados financieros, netos.....	(85.793,1)	(27.818,6)	(8.775,7)	(5.787,3)
Impuesto a las ganancias.....	11.490,5	9.292,8	2.984,1	(13.604,5)
Resultado de las operaciones que continúan	(16.718,2)	49.798,7	15.991,5	7.856,1
Resultado de las operaciones que se discontinúan ⁽⁴⁾	-	2.262,0	726,4	(3.228,9)
Resultado neto	(16.718,2)	52.060,7	16.717,9	4.627,2

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(3) Ajustes por consolidación incluye ventas intercompañía y/o Inter segmento para evitar duplicaciones.

(4) Corresponde al resultado neto de las operaciones que se discontinúan producto de la decisión de venta de la participación en el Convenio de Explotación de Hidrocarburos – área de operación directa “El Difícil” ubicada en la República de Colombia (ver Nota 13.d a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023). Para más información véase “Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía” – “Operaciones en Colombia”.

Para fines informativos contables, la Compañía organiza sus resultados utilizando los siguientes segmentos de negocios:

- *Petróleo y Gas (Argentina)*: incluye la exploración, desarrollo, producción y venta de petróleo crudo y gas en los yacimientos de Argentina;
- *Petróleo (Ecuador)*: incluye los servicios de exploración, desarrollo, producción y venta de petróleo crudo en Ecuador;
- *Cemento*: incluye la venta de cemento en Argentina, Chile y Ecuador, que comprende el abastecimiento de materias primas desde las canteras, la producción de Clinker y su posterior molienda con ciertos aditivos para obtener cemento;
- *Bloques de Cemento y Morteros Secos*: corresponde a la producción y venta de bloques de cemento y materiales de construcción cuya principal materia prima es el cemento producido por la Compañía.
- *Energía Renovable*: consiste en la generación de energía eléctrica de fuentes renovables.
- *Administración Central y otras inversiones*: incluye los cargos comunes de la administración central y otras operaciones menores.

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Ejercicios Finalizados el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2022

Ingresos por ventas

El total de los ingresos por venta del Grupo, que incluyen ventas de bienes, prestación de servicios y generación de energía, disminuyó Ps. 3.376,7 millones o 1,4%, a Ps. 246.135,5 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparado con Ps. 249.512,2 millones para el ejercicio 2022. Esta disminución se explica por el efecto neto de (i) una caída en 2023 respecto a 2022 de las ventas de: (i.a) Petróleo y gas Argentina por Ps. 6.656,7 millones o 6,1% principalmente como consecuencia de menores precios y menor producción de gas en 2023 comparado con el ejercicio anterior; (i.b) Petróleo Ecuador por Ps. 3.671,2 millones o 7,3% por caída en la curva de producción durante el ejercicio 2023, y (i.c) Cemento y bloques de cemento y morteros secos por Ps. 1.147,2 millones y 549,2 millones, respectivamente o 2,7% y 11,5%, respectivamente, por caída en los despachos en el ejercicio 2023. La reducción antes mencionada se vio compensada por un incremento en los ingresos por venta del negocio de energías renovables por Ps. 8.566,7 millones o 19,7% como consecuencia de la habilitación comercial de los nuevos parques eólicos Mataco III, Vivorata y San Luis Norte en la segunda mitad del año 2023, acompañado por una leve mejora en los precios.

Costo de Ventas

El costo de ventas y servicios registrado por el ejercicio 2023 ascendió a Ps. 169.895,2 millones en comparación con Ps. 156.140,7 millones para el ejercicio 2022, lo que implicó un incremento de Ps. 13.754,5 millones u 8,8%. La variación en el rubro se explica principalmente por un incremento en las depreciaciones de propiedad, planta y equipo por las nuevas áreas adquiridas en Mendoza, nuevos parques eólicos habilitados y mayores inversiones en las áreas Medanita (La Pampa) y Ecuador. Adicionalmente, en 2023 se incurrió en mayores gastos por servicios en los segmentos de petróleo y gas Argentina y petróleo Ecuador y gastos de flete de materias primas en cemento.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta registrada por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 descendió a Ps. 76.240,3 millones y disminuyó un 18,3%, en comparación con Ps. 93.371,5 millones para el ejercicio 2022. La disminución en la ganancia bruta es consecuencia del efecto combinado de la disminución en los ingresos por ventas y el incremento en el costo de ventas explicados anteriormente.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización incluyen gastos derivados de operaciones del departamento comercial de la Compañía, tales como salarios y la depreciación de activos fijos, así como costos relacionados con el uso de oleoductos e impuestos a los ingresos brutos sobre montos facturados.

Los gastos de comercialización registrados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de Ps. 8.451,0 millones y disminuyeron Ps. 520,5 millones o 5,8%, en comparación con Ps. 8.971,5 millones para el ejercicio 2022. La variación en el rubro no resultó significativa.

Gastos de Administración

Los gastos de administración incluyen gastos relacionados con (i) sueldos y jornales, (ii) honorarios y retribuciones por servicios, (iii) honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría, y (iv) mantenimiento de maquinarias y otros bienes, entre otros.

Los gastos de administración por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron Ps. 13.508,5 millones y aumentaron Ps. 2.557,1 millones o 23,3%, en comparación con Ps. 10.951,4 millones para el ejercicio 2022.

Los siguientes son los principales componentes de los gastos de administración de la Compañía para los ejercicios indicados:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2023⁽¹⁾	2022⁽¹⁾	Variación año a año
	(en millones de Pesos)		
Honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría	1.035,5	850,9	21,7%
Honorarios y retribuciones por servicios	1.603,4	1.827,0	-12,2%
Gastos relacionados con la nómina	6.508,8	5.196,4	25,3%
Servicios de terceros	1.514,8	836,9	81,0%
Otros	2.846,3	2.240,2	27,1%
Total Gastos de administración	13.508,50	10.951,40	23,3%

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023.

Ganancia Operativa

La ganancia operativa de la Compañía por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue Ps. 57.584,4 millones y disminuyó Ps. 10.740,1 o 15,7%, en comparación con Ps. 68.324,5 millones para el ejercicio 2022. La disminución se explica principalmente por la caída en los ingresos por ventas y aumento en el costo de ventas del Grupo explicados anteriormente, atenuado por una ganancia registrada en 2023 en el rubro Otros ingresos y egresos, netos por Ps. 6.308,3 millones por el cobro en Ecuador de la primera cuota del laudo arbitral por reclamos varios que las subsidiarias ecuatorianas realizaron a EP Petroecuador (precio combustible, servicio bombeo y devolución Iva petrolero).

La siguiente tabla establece la ganancia operativa por segmento de negocios para los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023⁽¹⁾	2022⁽¹⁾	Variación año a año
	(en millones de Pesos)		
Ganancia operativa			
Petróleo y Gas Argentina	2.834,0	15.731,3	-82,0%
Petróleo Ecuador	18.313,3	19.787,9	-7,5%
Cemento	6.904,7	10.044,8	-31,3%
Premoldeados	993,6	1.001,4	-0,8%
Energías Renovables	29.320,4	24.110,3	21,6%
Administración central y otras inversiones	(781,5)	(1.942,1)	-59,8%
Eliminaciones	-	(409,2)	-100,0%
TOTAL	57.584,4	68.324,5	-15,7%

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Otros Ingresos (Egresos), Netos

Otros ingresos (egresos), netos incluye resultados recurrentes y no recurrentes no relacionados con actividades operativas, tales como la venta de activos fijos, contingencias legales, impuesto a los débitos y créditos bancarios y gastos de equipos auxiliares y de otro tipo.

La Compañía registró un total de otros ingresos, netos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 de Ps. 3.611,4 millones en comparación con un egreso, neto en el ejercicio 2022 de Ps. 3.928,2 millones, lo que representa una mayor ganancia por Ps. 7.539,6 millones en 2023. La variación del rubro se explica principalmente por el cobro en Ecuador, en 2023, de la primera cuota del laudo arbitral por reclamos varios que las subsidiarias ecuatorianas realizaron a EP Petroecuador (precio combustible, servicio bombeo y devolución Iva petrolero) por Ps. 6.308,3 millones.

Resultados Financieros, netos

Las pérdidas financieras, netas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron Ps. 85.793,1 millones y aumentaron un 208,4%, en comparación con Ps. 27.818,6 millones para el ejercicio 2022. La mayor pérdida se debió principalmente a mayores cargos por diferencias de cambio e inflación pérdidas por Ps. 38.892,7 millones y Ps. 17.333,3 millones, respectivamente.

Impuesto a las Ganancias

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

La Compañía registró una ganancia por impuesto a las ganancias por el ejercicio 2023 por un total de Ps. 11.490,5 millones lo que representó una mayor ganancia de Ps. 2.197,7 millones, en comparación con la ganancia de Ps. 9.292,8 millones registrada en el ejercicio 2022.

La mayor ganancia en 2023 se explica por mayores quebrantos impositivos estimados respecto al ejercicio 2022. En 2022 la ganancia se explicaba principalmente por el reconocimiento del ajuste por inflación de los quebrantos impositivos basado en la evaluación que hizo el Grupo de la evidencia disponible al momento de la preparación de las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias del ejercicio 2021, y de la estimación al 31 de diciembre de 2022, de la provisión por el impuesto a pagar por el ejercicio finalizado en esa fecha.

Resultado de las operaciones que se discontinúan

En 2022 se había registrado el resultado neto de las operaciones que se discontinuaron producto de la venta de la participación en el Convenio de Explotación de Hidrocarburos – área de operación directa “El Dificil”, ubicada en la República de Colombia (ver Nota 13.d a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022).

Resultado Neto

La Compañía registró una pérdida neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 de Ps. 16.718,2 millones en comparación con Ps. 52.060,7 millones (ganancia) para el ejercicio 2022, lo que representa una mayor pérdida en 2023 de Ps. 68.778,9 millones. Esta variación se explica por los factores que se describen anteriormente.

Ejercicios Finalizados el 31 de diciembre de 2022 en comparación con el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2021

Ingresos por ventas

El total de los ingresos por venta del Grupo, que incluyen ventas de bienes, prestación de servicios y generación de energía disminuyó Ps. 5.456,1 millones o 6,4%, a Ps. 80.124,0 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparado con Ps. 85.580,1 millones para el ejercicio 2021. Esta disminución se explica por el efecto neto de (i) un incremento en las ventas de petróleo y gas Argentina por Ps. 3.030,4 millones o 9,5% en 2022 comparado con 2021; neto de (ii) una disminución en 2022 de las ventas de los negocios de petróleo Ecuador por Ps. 3.991,1 millones o 19,9%, cemento por Ps. 909,6 millones o 6,3% y energías renovables por Ps. 3.683,4 millones o 20,9%, cuyos precios medidos en pesos moneda constante crecieron por debajo de la inflación acumulada durante los últimos doce meses (inflación acumulada 94,8% vs. devaluación acumulada 72,5%).

El aumento en los ingresos del segmento petróleo y gas Argentina respondió se debió a las inversiones en perforación, reparaciones y mantenimientos mayores realizadas en las áreas durante los ejercicios 2021 y 2022. En 2020, la realización de estos trabajos estuvo limitada por las medidas adoptadas por el Gobierno argentino como consecuencia de la pandemia de Covid-19, lo que afectó la producción del ejercicio 2021. Adicionalmente, se visualizó una mejora en 2022 de los precios del gas en Argentina medidos en pesos moneda constante, compensada por una caída en los precios del petróleo.

La disminución en los ingresos por venta de petróleo Ecuador se debió principalmente por el cobro, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, de U\$S 14,5 millones correspondientes al crédito por acumulación devengado en Ecuador durante el ejercicio 2020. En 2022 el crédito cobrado por el mismo concepto ascendió a U\$S 1,7 millones. Adicionalmente, si bien se experimentó un incremento en las producciones en 2022 comparado con el ejercicio 2021, la disminución en los ingresos se profundizó por la caída de los precios medidos en pesos (moneda constante) en 2022 comparado con 2021, ya que la devaluación del dólar estadounidense (moneda en la que se encuentra nominada la tarifa del servicio) fue un 22,3% menor a la inflación acumulada durante los últimos doce meses (inflación acumulada 94,8% vs. devaluación acumulada 72,5%).

La disminución en los ingresos por generación de energía de fuentes renovables se explica por la caída de los precios medidos en pesos (moneda constante) en 2022 comparado con 2021, ya que la devaluación del peso frente al dólar estadounidense (moneda en la que se encuentra nominada la tarifa del servicio) fue un 22,3% menor que la inflación acumulada durante los últimos doce meses (inflación acumulada 94,8% vs. devaluación acumulada 72,5%).

Costo de Ventas

El costo de ventas y servicios registrado por el ejercicio 2022 ascendió a Ps. 50.140,3 millones en comparación con Ps. 50.273,0 millones para el ejercicio 2021, lo que implicó una reducción de 0,3%. La variación en el rubro no resultó significativa.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta registrada por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a Ps. 29.983,7 millones y disminuyó un 15,1%, en comparación con Ps. 35.307,1 millones para el ejercicio 2021. La disminución en la ganancia bruta es consecuencia principalmente de la disminución en las ventas explicada anteriormente.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización incluyen gastos derivados de operaciones del departamento comercial de la Compañía, tales como salarios y la depreciación de activos fijos, así como costos relacionados con el uso de oleoductos e impuestos a los ingresos brutos sobre montos facturados.

Los gastos de comercialización registrados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de Ps. 3.038,4 millones y aumentaron Ps. 488,5 millones o 19,2%, en comparación con Ps. 2.549,9 millones para el ejercicio 2021, lo que se explica principalmente por mayores gastos incurridos en 2022 por aumento en las exportaciones de petróleo.

Gastos de Administración

Los gastos de administración incluyen gastos relacionados con (i) sueldos y jornales, (ii) honorarios y retribuciones por servicios, (iii) honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría, y (iv) mantenimiento de maquinarias y otros bienes, entre otros.

Los gastos de administración por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron Ps. 3.516,7 millones y aumentaron Ps.385,4 millones o 12,3%, en comparación con Ps. 3.131,3 millones para el ejercicio 2021.

Los siguientes son los principales componentes de los gastos de administración de la Compañía para los ejercicios indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación año a año
	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾	
	(en millones de Pesos)		
Gastos relacionados con la nómina	1.668,6	1.688,7	-1,2%
Honorarios y retribuciones por servicios	586,7	468,9	25,1%
Honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría	273,2	237,9	14,9%
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	235,4	191,9	22,6%
Otros	752,8	544,0	38,4%
Total Gastos de administración	3.516,7	3.131,3	12,3%

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022.

Ganancia Operativa

La ganancia operativa de la Compañía por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue Ps. 21.783,1 millones y disminuyó un 20,1%, en comparación con Ps. 27.247,9 millones para el ejercicio 2022. La disminución se explica principalmente por la caída en las ventas del Grupo.

La siguiente tabla establece la ganancia operativa por segmento de negocios para los ejercicios indicados:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2022⁽¹⁾	2021⁽¹⁾	Variación año a año
	(en millones de Pesos)		
Ganancia operativa			
Petróleo y Gas Argentina	5.051,7	4.079,0	23,8%
Petróleo Ecuador	6.354,3	8.850,2	-28,2%
Cemento	3.225,6	2.504,9	28,8%
Premoldeados	321,6	94,3	241,0%
Energías Renovables	7.742,4	12.032,6	-35,7%
Administración central y otras inversiones	(781,1)	(313,0)	149,6%
Eliminaciones	(131,4)	-	-
TOTAL	21.783,1	27.247,9	-20,1%

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Otros Ingresos (Egresos), Netos

Otros ingresos (egresos), netos incluye resultados recurrentes y no recurrentes no relacionados con actividades operativas, tales como la venta de activos fijos, contingencias legales, impuesto a los débitos y créditos bancarios y gastos de equipos auxiliares y de otro tipo.

La Compañía registró un total de otros egresos, netos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 de Ps. 1.261,4 millones en comparación con un egreso, neto en el ejercicio 2021 de Ps. 1.898,4 millones, lo que representa una menor pérdida por Ps. 637,0 millones en 2022. La variación del rubro se explica principalmente por un menor cargo en 2022 de provisiones varias (obsolescencia y lenta rotación de materiales, reclamos y contingencias y cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar de cobro dudoso) por Ps. 460,0 millones, y el reconocimiento de un ingreso, en 2022, por la reestimación de los pasivos por abandono de activos por Ps. 260,4 millones, neto de un mayor cargo por impuesto a los débitos y créditos bancarios por Ps. 217,5 millones.

Resultados Financieros, netos

Las pérdidas financieras, netas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron Ps. 8.775,7 millones y aumentaron un 51,6%, en comparación con Ps. 5.787,3 millones para el ejercicio 2021. Este aumento se debió principalmente a mayores pérdidas por (i) diferencias de cambio neta por Ps. 6.675,0 millones; (ii) resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda por Ps. 983,5 millones; (iii) otros resultados financieros, netos por Ps. 2.224,7 millones, fundamentalmente por efecto del descuento de créditos fiscales. Estos mayores cargos financieros se vieron parcialmente compensados por una menor pérdida por (i) intereses, netos por Ps. 5.996,3 millones como resultado de menores tasas devengadas por pasivos sumado a ingresos generados por mayores tenencias de fondos comunes de inversión; y (ii) actualizaciones financieras por Ps. 1.008,5 millones.

Impuesto a las Ganancias

La Compañía registró una ganancia por impuesto a las ganancias por el ejercicio 2022 por un total de Ps. 2.984,1 millones lo que representó una mayor ganancia de Ps. 16.588,6 millones, en comparación con la pérdida de Ps. 13.604,5 millones registrada en el ejercicio 2021.

La mayor ganancia en 2022 se explica por el cómputo, a partir de este ejercicio, del ajuste por inflación de los quebrantos impositivos basado en la evaluación que hizo el Grupo, de la evidencia disponible al momento de la preparación de las declaraciones juradas del impuesto a las ganancias del ejercicio 2021, y de la estimación al 31 de diciembre de 2022, de la provisión por el impuesto a pagar por el ejercicio a finalizar en esa fecha.

Por otro lado, en 2021 se había reconocido una pérdida extraordinaria por el efecto del cambio de alícuota instaurado por la Ley N°27.630, modificatoria de la Ley de impuesto a las ganancias. La reforma estableció, entre otros temas, un nuevo esquema con escala de alícuotas que alcanza a empresas, que va del 25% al 35%.

Resultado de las operaciones que se discontinúan

Corresponde al resultado neto de las operaciones que se discontinuaron producto de la venta de la participación en el Convenio de Explotación de Hidrocarburos – área de operación directa “El Difícil”, ubicada en la República de Colombia (ver Nota 13.d a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2022). La ganancia registrada en 2022 por Ps. 726,4 millones comparada con 2021 una pérdida por Ps. 3.228,9 millones se explica principalmente por el cargo a resultados en 2021 de desvalorizaciones de la propiedad, planta y equipo clasificados para la venta y créditos fiscales asociados para apropiarlos a su valor razonable de venta, y a la ganancia registrada en 2022 por la transferencia a este rubro de las diferencias de conversión que la compañía mantenía acumuladas en el patrimonio (Otros resultados integrales) a la fecha de venta de la participación.

Ganancia Neta

La Compañía registró una ganancia neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 de Ps. 16.717,9 millones en comparación con Ps. 4.627,2 millones para el ejercicio 2021, lo que representa un incremento de Ps. 12.090,7 millones o 261,3%. Esta variación se explica por los factores que se describen anteriormente.

Liquidez y Recursos de Capital

Panorama general

La situación patrimonial y liquidez de la Compañía son influenciadas por una diversidad de factores, en los cuales se incluyen:

- la capacidad para generar flujos de fondos de nuestras operaciones;
- los requerimientos de inversiones de capital;
- el nivel de endeudamiento y los intereses devengados dicho endeudamiento; y
- las variaciones en el tipo de cambio que impactan en la generación de flujos de fondos cuando se miden en Dólares de los Estados Unidos de América.

Históricamente, las principales fuentes de liquidez de la Compañía han sido los aportes de capital, deuda financiera y fondos generados por las operaciones.

La siguiente tabla refleja la posición en efectivo a las fechas indicadas y el efectivo neto generado por (utilizado en) las actividades operativas, de inversión y de financiación durante los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2021)	
	(en millones de Pesos)			
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	93.340,0	123.668,7	39.712,8	21.645,7
Flujo neto de efectivo generado por actividades operativas	91.755,0	79.722,6	25.600,7	42.308,6
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(138.520,7)	(166.443,4)	(53.448,7)	(9.853,2)
Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) actividades de financiación	24.696,6	77.026,8	24.735,0	(9.165,8)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	95.309,6	93.340,0	29.973,6	39.712,8
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre efectivo en monedas extranjeras	24.038,7	(20.634,8)	(6.626,3)	(5.222,4)
(Disminución)/Aumento del efectivo	(22.069,1)	(9.694,0)	(3.113,0)	23.289,5

- (1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- (2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Efectivo Neto Generado por Actividades Operativas

El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue Ps. 91.755,0 millones y aumentó un 15,1% o Ps. 12.032,4 millones en comparación con Ps. 79.722,6 millones para el ejercicio 2022. El aumento se explica principalmente por el efecto de una mayor pérdida neta en el ejercicio 2023 por Ps. 16.718,2 millones comparado con una ganancia neta en 2022 por Ps. 52.060,7 millones, ajustada por un mayor cargo por depreciaciones en 2023 por Ps. 12.306,3 millones y diferencias de cambio (pérdida) por Ps. 39.889,4 millones. Asimismo, en 2023 se registró un incremento de las deudas comerciales por Ps. 13.035,8 millones, de Cargas fiscales, Provisiones y Otros pasivos por Ps. 10.392,4 millones y un menor pago de impuesto a las ganancias por Ps. 4.066,3 millones. Por otra parte, las cuentas por cobrar comerciales, los otros créditos y los inventarios mostraron un menor aumento neto en 2023 comparado con 2022 por Ps. 2.592,7 millones.

El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue Ps. 25.600,7 millones y disminuyó un 39,5% o Ps. 16.707,9 millones en comparación con Ps. 42.308,6 millones para el ejercicio 2021. El aumento se explica principalmente por el incremento en la ganancia neta del ejercicio 2022 comparada con 2021 por Ps. 12.090,6 millones, ajustada por un menor cargo en 2022 por (i) impuesto a las ganancias por Ps. 16.588,6 millones; (ii) intereses ganados y perdidos, netos por Ps. 5.996,3 millones; (iii) actualizaciones financieras por Ps. 1.008,5 millones; (iv) resultados de las operaciones que se discontinúan por Ps. 3.892,6 millones; y una mayor pérdida por (i) depreciaciones de propiedad, planta y equipo por Ps. 1.946,4 millones; y (ii) diferencias de cambio por Ps. 7.345,5 millones. Asimismo, se observa un menor flujo en 2022 comparado con 2021 generado por (i) Cuentas por cobrar comerciales por Ps. 6.379,1 millones; (ii) Otras cuentas por cobrar por Ps. 2.116,1 millones; (iii) Remuneraciones y cargas sociales por Ps. 1.011,2 millones; (iv) Provisiones por Ps. 2.197,8 millones; y (v) pago de impuesto a las ganancias por Ps. 2.724,9 millones; neto de un mayor flujo generado por las Deudas comerciales por Ps. 4.704,3 millones.

Efectivo Neto Utilizado en Actividades de Inversión

El flujo neto de efectivo utilizado por las actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue Ps. 138.520,7 millones en comparación con una aplicación de Ps. 166.443,4 millones para el ejercicio 2022. Esta menor utilización por Ps. 27.922,8 millones se explica principalmente por menores inversiones en 2023 en propiedad, planta y equipo y anticipos a proveedores relacionados por Ps. 38.160,6 millones, netos de menores ingresos por venta de áreas petroleras por Ps. 6.717,3 y mayores inversiones para la adquisición de áreas por un total de Ps. 4.981,1 millones. Asimismo, 2023 mostró un mayor flujo neto por adquisición/liquidación de instrumentos financieros por Ps. 2.044,1 millones respecto a 2022.

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue Ps. 53.448,7 millones aumentó un 442,4% o Ps. 43.595,5 millones, en comparación con Ps. 9.853,2 millones para el ejercicio 2021. Esta mayor utilización se explica principalmente por aumentos en 2022 de adquisiciones de propiedad, planta y equipo por Ps. 39.650,4 millones o 399,6% y de activos financieros por Ps. 6.219,1 millones, netos de ingresos por venta de participaciones en áreas petroleras (El Dificil, Colombia) por Ps. 2.157,1 millones.

Efectivo Neto Generado por Actividades de Financiación

El flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue Ps. 24.696,6 millones en comparación con una generación de Ps. 77.026,8 millones para el ejercicio 2022. La disminución por Ps. 52.330,3 millones se explica mayormente por una disminución en la toma de préstamos por Ps. 48.292,9 millones, menores aportes realizados por participaciones no controladoras por Ps. 10.216,3 millones, reducción en ingresos por venta anticipada de energía por Ps. 3.236,4 millones y un incremento en el pago de intereses sobre préstamos por Ps. 7.061,1 millones, todo ello neto de una reducción en el pago de préstamos por Ps. 16.629,7 millones.

El flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue Ps. 24.735,0 millones en comparación con una aplicación de Ps. 9.165,8 millones para el ejercicio 2021. La variación se explica por mayores altas de préstamos en 2022 comparado con 2021 por Ps. 5.537,2 millones, aportes de capital recibidos de participaciones no controladoras por Ps. 3.280,7 millones, e ingresos diferidos por venta anticipada

de energía por Ps. 5.284,1 millones. Asimismo, se realizaron menores cancelaciones de préstamos, descubiertos en cuenta corriente bancaria e intereses en 2022 comparado con 2021 por Ps. 19.007,5 millones, Ps. 1.325,3 millones y Ps. 1.183,8 millones, respectivamente. Estos efectos se ven parcialmente compensados por mayores pagos de dividendos en efectivo y anticipos de dividendos por Ps. 2.384,8 millones.

Inversiones de Capital

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, existió una disminución en las inversiones de propiedad, planta y equipo de Ps. 38.160,6 millones o 24,7% en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Ello se debió principalmente a las menores inversiones realizadas en 2023 en los negocios de Energías renovables por Ps. 23.029,0 millones debido a la finalización de la construcción de los nuevos Parques eólicos a partir del segundo semestre de 2023, Petróleo y gas Argentina por Ps. 11.045,3 millones y Petróleo Ecuador por Ps. 3.725,2 millones.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, existió un incremento en las inversiones de propiedad, planta y equipo de Ps. 39.650,4 millones o 399,6% en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Ello se debió principalmente a mayores inversiones en 2022 en los negocios de energías renovables por Ps. 33.893,5 millones, Petróleo y gas Argentina por Ps. 5.426,5 millones y Petróleo Ecuador por Ps. 1.072,9 millones.

La siguiente tabla muestra los aumentos de propiedad, planta y equipo de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Petróleo y gas en Argentina	23.723,3	34.768,6	11.165,0	5.738,5
Petróleo en Ecuador	6.486,5	10.211,7	3.279,2	2.206,3
Cemento	23,6	1.266,9	406,8	972,0
Bloques de cemento y morteros secos	78,7	175,6	56,4	29,7
Energía Renovable	84.582,4	107.611,4	34.556,4	662,9
Administración central y otras inversiones	1.321,4	342,2	109,9	313,8
TOTAL	116.215,8	154.376,4	49.573,7	9.923,3

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Por otro lado, la Compañía también está contemplando invertir aproximadamente U\$S 100 millones durante el año 2024. Las inversiones estarán destinadas principalmente a la perforación y workover de pozos petroleros. Dicho monto no contempla las inversiones que se puedan llegar a realizar para la eventual construcción de los Nuevos Proyectos en Desarrollo ni eventuales compras de activos petroleros.

La Compañía considera que los flujos de fondos proyectados derivados de operaciones y la obtención de los fondos derivados de nuevos financiamientos bastarán para cumplir con las obligaciones contractuales financieras y legales pendientes, y para financiar las inversiones de capital presupuestadas y las necesidades de capital de trabajo durante el año 2024.

El plan de inversiones puede cambiar debido a potenciales adquisiciones, inversiones en nuevos activos, así como también las participaciones de la Sociedad en nuevas licitaciones públicas para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía y la decisión de la Compañía de realizar nuevas inversiones para el desarrollo de parques eólicos para abastecer la demanda de energía de grandes y medianos consumidores en el MATER.

Préstamos

Al 31 de diciembre de 2023 el total de los préstamos de la Compañía fue de Ps. 484 millones, equivalentes a U\$S 599,6 millones convertidos al tipo de cambio divisa de cierre informado por el Banco de la Nación Argentina. Más del 96% de los préstamos están nominados en Dólares de los Estados Unidos de América.

Durante el 2023, la Compañía realizó 5 emisiones en el mercado de capitales local, logrando emitir Obligaciones Negociables por un monto total de U\$S 102.803.101 en instrumentos dólar linked y AR\$ 9.725.077.886 en instrumentos en base Badlar. Los fondos provenientes de estas emisiones fueron utilizados para refinanciar pasivos de corto plazo, para inversiones en el país y para la integración de capital de trabajo.

El 15 de febrero de 2023, la Compañía realizó la emisión de las Obligaciones Negociables Clase L, en pesos por un monto de \$ 7.439.994.886 a 18 meses de plazo con intereses pagaderos en forma trimestral a una tasa variable en base Badlar más un margen de 3%. Adicionalmente, con fecha 16 de mayo de 2023, la Compañía emitió las Obligaciones Negociables Adicionales Clase K por un valor nominal de U\$S 18.0000.000 (dólar linked), con vencimiento final el 7 de diciembre de 2026, las Obligaciones Negociables Clase M, en pesos por un monto de \$ 2.285.083.000 a 12 meses de plazo con intereses pagaderos en forma trimestral a una tasa variable en base Badlar más un margen de 2,97% y las Obligaciones Negociables Clase N (dólar linked) por un valor nominal de U\$S 24.803.101 a 24 meses de plazo sin devengamiento de intereses.

Por otra parte, con fecha 1 de marzo de 2024, la Sociedad emitió las Obligaciones Negociables Clase P, en Pesos por un monto de \$21.064.999.000 a 12 meses de plazo con intereses pagaderos en forma trimestral a una tasa variable igual a Badlar (sin margen adicional).

Finalmente, con fecha 22 de septiembre de 2023, la Sociedad emitió las Obligaciones Negociables Clase O, por un valor nominal de U\$S 60.000.000 (dólar linked) a 4 años de plazo. Las mismas obligaciones negociables no devengan intereses.

Durante el año 2023, la Sociedad únicamente ha tomado préstamos por montos menores y de corto plazo relacionado con la financiación de importaciones y prefinanciación de exportaciones.

A continuación, se detalla la composición de préstamos de la Compañía al 31 de diciembre de 2023:

Tomador	Tipo	Contraparte	Moneda	Tipo Tasa	Tasa de Interés	Repago de capital	Inicio	Vto.	Monto Original (USD M)	Saldo Capital (USD M)
PCR S.A.	Financiación impo	Itau	EUROS	Fija	17,00%	bullet al vencimiento	ago-2023	ene-2024	0,2	0,2
PCR S.A.	Financiación impo	Itau	EUROS	Fija	15,75%	bullet al vencimiento	sep-2023	ene-2024	0,1	0,1
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase J	ARS	Variable	BADLAR + 0%	bullet al vencimiento	jul-2022	ene-2024	32,7	5,3
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase E	USD	Fija	4,75%	bullet al vencimiento	mar-2021	mar-2024	32,7	29,7
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase M	ARS	Variable	BADLAR + 2,97%	bullet al vencimiento	may-2023	may-2024	10,0	2,8
PCR S.A.	Préstamo	Itaú BBA	USD	Variable	Libor + 4.50%	US\$ 14 millones en cuotas mensuales iguales y consecutivas; y US\$ 50 millones en cuotas iguales,	ene-2018	jul-2024	64,0	10,9
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase L	ARS	Variable	BADLAR + 3%	bullet al vencimiento	feb-2023	ago-2024	38,7	9,2
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase H	USD	Fija	0,99%	bullet al vencimiento	dic-2021	dic-2024	50,0	50,0
PCR S.A.	Financiación impo	ICBC	USD	Fija	15,75%	bullet al vencimiento	sep-2023	dic-2024	0,5	0,5
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase N	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	may-2023	may-2025	24,8	24,8
PCR S.A.	Préstamo	Itaú BBA	USD	Variable	5,00%	US\$ 4 millones el 5/7/22 y US\$ 6 millones en 48 cuotas iguales mensuales y consecutivas (ago 22 hasta jul 26)	jul-2019	jul-2026	10,0	3,9
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase K	USD	Fija	0,50%	amortizable. 33,33% en dic 25 y 66,67% en dic 26	dic-2022	dic-2026	78,0	78,0
PEB S.A.	Project Finance	KFW-IDB	USD	80% Fijo - 20% Variable	Tramo Fijo: 8,60%-8,63% Tramo Variable: Libor + 5,5%	29 cuotas semestrales y consecutivas	dic-2018	ago-2033	108,0	87,2
LDTP S.A.	Obligación Negociable	Clase 1	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	oct-2021	oct-2024	30,0	30,0
LDTP S.A.	Obligación Negociable	Clase 2	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	may-2022	may-2025	15,0	15,0
LDTP S.A.	Obligación Negociable	Clase 4	USD	Fija	0,00%	3 cuotas iguales a los 42-45 y 48 meses	sep-2022	sep-2026	80,0	80,0
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase O	USD	Fija	0,99%	bullet al vencimiento	sep-2023	sep-2027	60,0	60,0
LDTP S.A.	Obligación Negociable	Clase 3	USD	Fija	5,05%	14 cuotas iguales desde el nov. 25	may-2022	may-2032	62,5	62,5
Total									697,2	550,2

Los montos no incluyen intereses devengados

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro detalla las obligaciones contractuales de los endeudamientos de la Compañía pendientes al 31 de diciembre de 2023 y sus respectivos plazos de vencimiento.

Adicionalmente, para las inversiones comprometidas en materia de petróleo y gas por favor remitirse al cuadro incluido en el apartado de inversiones de la División Petróleo y Gas – Descripción del Negocio de la Emisora, en el presente Prospecto.

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio
de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Obligaciones de préstamo al 31 de diciembre de 2023

	Vencimientos por período (en millones de Pesos)			Años siguientes	Total
	2024	2025	2026		
Obligaciones de préstamos (capital solamente)	119.106,71	64.567,38	122.066,15	139.051,41	444.791,65

Para las inversiones comprometidas en materia de petróleo y gas por favor remitirse al cuadro incluido en el apartado de inversiones de la División Petróleo y Gas – Descripción del Negocio de la Emisora, en el presente Prospecto.

Riesgos Financieros

A través de nuestras operaciones, estamos expuestos a los siguientes riesgos financieros:

1. Riesgo de mercado
2. Riesgo cambiario;
3. Riesgo de precio;
4. Riesgo de tasa de interés;
5. Riesgo crediticio;
6. Riesgo de liquidez;
7. Riesgo de concentración de clientes y proveedores.

Para un mayor análisis de los riesgos financieros de la Compañía, véase la Nota 14 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, para conocer más respecto de las tendencias del negocio de la Compañía, véase “Antecedentes Financieros, f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera, Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía, Tendencias relacionadas con el negocio de energía eléctrica de la Compañía, y Tendencias relacionadas con el negocio de cemento de la Compañía” del presente Prospecto. Adicionalmente, véase la información sobre tendencias en la memoria anual a nuestros estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2023.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado al cual el Grupo se encuentra expuesto consiste en la posibilidad de que la valuación de sus activos o pasivos financieros, como así también ciertos flujos de fondos esperados, pudieran verse negativamente afectados ante cambios en las tasas de interés, en los tipos de cambio o en otras variables de precios.

A continuación, se expone una descripción de los riesgos mencionados, como así también un detalle de la magnitud a la cual el Grupo se encuentra expuesto, y un análisis de sensibilidad a posibles cambios en cada una de las variables de mercado relevantes.

Riesgo cambiario

El riesgo cambiario es el riesgo de que el valor justo o el flujo de fondos futuro de un instrumento financiero pueda fluctuar debido a variaciones en los tipos de cambio.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
Activo				
Inversiones	105.892,4	59.928,5	14.343,2	8.291,7
Cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar y otros activos financieros				
Terceros	41.996,1	33.494,1	15.656,9	11.371,5
Caja y bancos	14.812,0	3.322,9	1.067,0	12.559,0

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2023 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾	2022 ⁽²⁾	2021 ⁽²⁾
	(moneda diciembre 2023)		(moneda diciembre 2022)	
	(en millones de Pesos)			
TOTAL ACTIVO	162.700,5	96.745,5	31.067,1	32.222,2
Pasivo				
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar				
Terceros	(40.843,4)	(29.490,6)	(9.470,1)	(8.368,4)
Préstamos				
Terceros	(471.207,6)	(294.251,3)	(94.490,7)	(74.326,1)
TOTAL PASIVO	(512.051,0)	(323.741,9)	(103.960,8)	(82.694,5)

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre finalizado el 31 de diciembre de 2023.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre finalizado el 31 de diciembre de 2022.

El siguiente cuadro muestra el riesgo cambiario de la Compañía para los períodos indicados:

Moneda	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
	(en miles de Pesos)		
Dólar ⁽¹⁾	808,45	177,16	102,72
Variación del tipo de cambio durante el ejercicio	356,34%	72,47%	22,07%

(1) Según del tipo de cambio divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Gran parte de nuestros ingresos están denominados en Dólares de los Estados Unidos de América y luego convertidos a Pesos al tipo de cambio vigente durante el mes en el que se emite la factura, exponiendo a la Compañía a riesgos por variaciones en el tipo de cambio entre la fecha de facturación y su respectiva fecha de cobro, aunque la Compañía reciba posteriormente notas de débito o crédito que reducen dichos riesgos. Una depreciación del peso durante este período podría tener un impacto negativo en los ingresos de la Compañía. El 97% de los préstamos de la compañía se encuentran denominados en Dólares de los Estados Unidos de América.

La Compañía utiliza ocasionalmente instrumentos financieros derivados a modo de cobertura contra las fluctuaciones de tipo de cambio.

Riesgo de precio

Los precios de los hidrocarburos y el cemento en el mercado interno en Argentina se fijan principalmente por negociaciones entre productores y clientes. Los precios de la energía vendida a CAMMESA mediante los PPA firmados son fijos en Dólares de los Estados Unidos de América, así como también los precios de la energía vendida a consumidores privados bajo el MATER. En Ecuador, PCR a través de sus sociedades controladas, recibe una retribución fija equivalente a una tarifa fija por barril producido que se actualiza anualmente en función de la variación de los costos operativos y del índice de precios al consumidor de Estados Unidos.

Los precios de negociación de crudo están medianamente correlacionados con los precios internacionales de crudo (ICE Brent). Para más información ver "Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía".

La Compañía no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir riesgos asociados a los precios.

Riesgo de tasa de interés

Los siguientes cuadros muestran el riesgo de tasa de interés de la Compañía para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽²⁾

(en millones de Pesos)

Tasas de Interés Variables			
Dólar	25.501	8.634	8.392
Peso	16.704	6.785	8.332
Total Tasa de Interés Variable ⁽³⁾	42.205	15.419	16.724

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

(2) Cifras expresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

(3) Todos los valores incluyen capital pendiente e intereses acumulados al cierre de cada período o ejercicio.

Nota: Para referencia, se informa que el total de préstamos (incluyendo los de tasa fija y tasa variable) al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ascienden a Ps. 484.730 millones, Ps. 100.378 millones y Ps. 45.857 millones de Pesos en moneda de cierre de cada período.

Los préstamos a tasas variables exponen a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo debido a la volatilidad que pueden experimentar.

Al 31 de diciembre de 2023, el 91,3 % de los préstamos devengaba tasa fija, mientras que el 8,7% restante devengaba tasa variable.

Para los préstamos en Dólares de los Estados Unidos de América a tasa fija, el interés promedio ponderado al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 asciende a 1,87%, 3,41% y 5,13% respectivamente.

Los tramos comprendidos dentro del préstamo "Project Finance" están basados en: a) un 80% en una tasa fija más un margen (5,50%); b) una tasa variable TERM SOFR 6 meses + el margen antes mencionado.

Para los préstamos en pesos la tasa de interés variable al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 correspondía a la tasa BADLAR más un margen promedio de 2,08%, 0% y 10,78%, respectivamente.

La Compañía intenta reducir su exposición al riesgo de tasa de interés mediante el análisis y la evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en los mercados financieros y de capitales, tanto locales como internacionales, de estar disponibles, (ii) tasas de interés alternativas (fijas o variables), monedas y plazos disponibles para empresas de un sector, industria y perfil de riesgo similares a los de la Compañía, y (iii) la disponibilidad, el acceso y costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. En tal sentido, la Compañía evalúa el impacto potencial de cada estrategia en los resultados en función de las obligaciones que representan sus principales posiciones con devengamiento de intereses.

En octubre 2020 la Sociedad contrató con el Citibank N.A., London Branch, opciones techo (Cap) de tasas de interés por un valor nominal de U\$S 150 mil sobre un valor notional inicial de U\$S 50 millones. La tasa techo asciende a 0,5% y la opción de tasa variable de referencia es U\$S-LIBOR-BBA. La fecha de finalización del contrato se produce en el mes de julio de 2024. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía poseía vigente el mencionado contrato de cobertura de tasa de interés.

Todo aumento significativo en las tasas de interés variables a las que la Compañía mantiene una parte de sus préstamos existentes puede dar lugar a un aumento en su carga financiera que, a su vez, puede tener un efecto adverso significativo sobre los resultados operativos de la Compañía y activos, así como sobre su situación patrimonial.

Riesgo crediticio

El riesgo crediticio se refiere al riesgo de incumplimiento de los deudores de la Compañía respecto de sus obligaciones respecto de la Compañía como acreedores resultando en una pérdida financiera para la Compañía. La Compañía está expuesta a riesgos crediticios en conexión con las actividades operativas (en particular, en conexión a las cuentas por cobrar) y financieras, tales como la titularidad de títulos valores del Estado.

Todas las ventas en el negocio del petróleo y gas en Argentina tienen como contrapartida a grandes empresas privadas tales como Trafigura Argentina S.A., YPF S.A., Pampa Energía S.A. y Refi Pampa S.A., entre otras, las cuales cuentan con una capacidad financiera probada y una sólida reputación en el mercado. De acuerdo a nuestros contratos comerciales, la Compañía usualmente emite facturas en U\$S, las cuales son convertidas a Pesos al tipo de cambio del mes anterior en la que la factura fue emitida y pagada dentro de los 35 o 45 días de la fecha de emisión.

Los contratos de servicio de la Compañía en el segmento del negocio del petróleo en Ecuador tienen como contraparte al gobierno de Ecuador, a través de la SHE. Mediante estos contratos de servicios, la Compañía emite facturas mensuales en Dólares de los Estados Unidos de América (para la producción mensual a la tarifa aplicable). Generalmente realizan pagos en barriles de petróleo crudo oriente, que la Compañía vende a Trafigura a los precios acordados. Las facturas son típicamente pagaderas dentro de los 8 días de su emisión.

Respecto del segmento de negocio de cemento, los clientes de la Compañía son compañías argentinas privadas con las que la Compañía tiene una relación de largo plazo.

Finalmente, en relación al segmento del negocio de energía renovable, la Compañía vende su energía a CAMMESA (rondas Renovar 1.5 y 2.0) y a compañías privadas de primer nivel (contratos MATER) como ser Dow Chemical, Acindar, Air liquide, Arcos Dorados, Bridgestone, Banco Galicia, BBVA, HSBC, GSK, San Miguel, AMCOR, President Petroleum, entre otros.

Al 31 de diciembre de 2023, el total de cuentas por cobrar comerciales de la Compañía ascendía a Ps. 40.433,8 millones, siendo el plazo promedio de cobro con CAMMESA de 42 días. Asimismo, las cuentas comerciales por cobrar incluyen provisiones para cuentas por cobrar comerciales de cobro dudoso por Ps. 2.032,6 millones. La incapacidad de la Compañía de cobrar sus acreencias puede tener un efecto adverso significativo sobre sus ingresos y, en consecuencia, sobre los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Riesgo de liquidez

El riesgo de financiación y liquidez puede implicar que la Compañía no cuente con fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones. El riesgo de liquidez se basa en la capacidad de la Compañía de refinanciar sus pasivos financieros, lo que a su vez depende de las condiciones del mercado y la disponibilidad de líneas de crédito bancarias, entre otros factores.

Durante el año 2023, la Compañía ha logrado obtener nuevos fondos provenientes mayormente del mercado de capitales local, lo cual ha contribuido a reducir el déficit de capital de trabajo existente al 31 de diciembre de 2022. Para mayor detalle ver Nota 14 de los Estados Financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023.

La estrategia financiera de la Compañía apunta a mantener recursos financieros suficientes y acceso a facilidades crediticias para financiar sus operaciones. Durante el ejercicio pasado, la Compañía empleó el flujo de efectivo generado por sus operaciones y también préstamos bancarios.

La Compañía posee una estrategia conservadora en relación con la gestión de liquidez, basada principalmente en mantener gran parte de sus fondos en efectivo, fondos líquidos y colocaciones a corto y mediano plazo de bajo riesgo y alta liquidez.

Las proyecciones de la Compañía son realizadas por el departamento de finanzas. La gerencia de la Sociedad supervisa las proyecciones actualizadas en relación con sus requisitos de liquidez para asegurar que posee efectivo y equivalente de efectivo suficientes para cumplir con sus necesidades operativas y financieras, manteniendo a la vez un margen suficiente de líneas de crédito bancarias no utilizadas en todo momento.

Riesgo de concentración de clientes y proveedores

La Compañía elige contrapartes (clientes y proveedores) por su renombre internacional, posición financiera e historial financiero.

La Compañía no tiene riesgos materiales respecto de la concentración de proveedores excepto por la construcción y mantenimiento de los parques eólicos. La Compañía mitiga estos riesgos eligiendo a proveedores de probada experiencia, capacidad financiera y reconocimiento internacional.

Respecto de la concentración de clientes, la Compañía identifica los siguientes:

- Contratos de compra de hidrocarburos. Durante 2023, la Compañía vendió una porción significativa de su producción de crudo y gas a Trafigura Argentina y Trafigura Ltd. en la provincia de La Pampa, en conjunto con el

socio Pampetrol). Las ventas a Trafigura Argentina, representaron en 2023 un 47 % del total de la producción de petróleo crudo en Argentina. En Ecuador, la Compañía presta servicios de producción de crudo al Gobierno de Ecuador quien a su vez realiza, generalmente, pagos en especie o sea barriles de petróleo. Estos barriles son posteriormente vendidos a otras empresas, por ejemplo, Trafigura, empresa que la Compañía considera de gran solidez financiera. Para más detalles véase “—f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía—Operación en Ecuador—Ventas de Petróleo en Ecuador” del presente Prospecto. Durante 2023, las ventas a Trafigura Argentina representaron un 20% de las ventas totales de bienes y prestación de servicios de la Compañía, mientras que las ventas al Gobierno de Ecuador representaron un 19%.

- Contratos de venta de energía generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA. Las ventas a CAMMESA representaron en 2023 un 16% de las ventas totales de bienes y prestación de servicios de la Compañía. Todos los contratos de la Compañía están respaldados por el FODER y algunos de ellos por el Banco Mundial, por lo cual la mitigación de riesgos de contraparte es la máxima que se puede obtener en el mercado argentino de energía eléctrica.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento constitutivo y Estatutos

La Compañía fue inscrita en el Registro Público de Comercio de la Provincia del Chubut el 30 de mayo de 1973 según consta a fojas 188 a 245 del tomo XII del Libro Estatutos de Sociedades Anónimas y Contratos de Sociedades Comerciales por un plazo de duración de 99 años. El estatuto social fue originalmente inscripto el 16 de mayo de 1973 ante el Registro Público de Comercio de la Provincia del Chubut, bajo el número 601/73, fojas 188 a 245, tomo XII, de Sociedades Anónimas. Posteriormente sufrió distintas modificaciones.

Con fecha 5 de mayo de 2006, la Compañía trasladó su domicilio social a la Provincia de Santa Cruz, habiéndose inscripto tal traslado de sede en el Registro Público de Comercio de esa jurisdicción con fecha 10 de abril de 2006 al Tomo LXVI, No 3353, Folio/s 18525/18534.

En la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de fecha 29 de agosto de 2007 se modificaron diversos artículos del estatuto social, a los fines del cumplimiento de la normativa aplicable en materia de oferta pública de acciones. Dicha reforma y el texto ordenado allí aprobado han sido inscriptos en el Registro Público de Comercio de la Provincia de Santa Cruz con fecha 17 de diciembre de 2007 al Tomo LXVII, No 3612, Folio/s 20.717/20.770.

La Asamblea Extraordinaria de Accionistas de fecha 10 de abril de 2014 aprobó el cambio de domicilio de la Sociedad de la ciudad de Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y consecuentemente por reunión de directorio de fecha 14 de abril de 2014 se fijó la sede social de la Sociedad en Avenida Alicia Moreau de Justo 2030/50, piso 3, oficina 304, C.A.B.A. El cambio de domicilio y nueva sede social de la Sociedad fue aprobado por el Directorio de la CNV mediante Resolución N° 17.406 de fecha 17 de julio de 2014 e inscripto en la Inspección General de Justicia con fecha 8 de septiembre de 2014, bajo el número 17.120, del libro 70, tomo – de Sociedades por Acciones.

El texto ordenado vigente del estatuto social de la Compañía fue aprobado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas N° 113 y Extraordinaria N° 105 de fecha 12 de abril de 2016 y fue inscripto en la Inspección General de Justicia con fecha 10 de agosto de 2016, bajo el número 14.481, del libro 80, tomo – de Sociedades por Acciones. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no tiene trámites pendientes de inscripción ante la IGJ.

Objeto social

De acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del estatuto social, PCR tiene como objeto social las siguientes actividades:

- a) Comerciales e Industriales: 1) fabricación de cementos, cales, yesos y materiales para la construcción; 2) la explotación de canteras; 3) la exploración, explotación, extracción, procesamiento, producción, transporte, distribución y comercialización de minerales; 4) la exploración, explotación, extracción, procesamiento, producción, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales y no convencionales, así como la comercialización y distribución de bienes de su producción y naftas, biocombustibles, kerosenes, gasoil, aceite grasa y gas natural; y la distribución de agua dulce y salada; 5) la generación, transformación, transporte, distribución, exportación, importación y comercialización en los términos establecidos en la normativa vigente de energía eléctrica en todas sus formas, incluyendo sin limitación, energía termoeléctrica con combustibles no renovables y renovables o provenientes de residuos energéticamente aprovechables, hidroeléctrica, eólica, geotérmica, marina, solar y bioenergía; 6) la construcción, operación y/o mantenimiento de líneas y sistemas de transmisión de energía eléctrica en media y/o alta tensión; 7) la reparación, mantenimiento y construcción de equipos, maquinarias y estructuras metálicas, y 8) la explotación de plantas de laminación;
- b) Inmobiliarias: la adquisición, venta, permuta, explotación, instalación, arrendamiento, locación y administración de inmuebles urbanos y rurales en general, y en especial dedicados a la hotelería y al turismo y el fraccionamiento y compraventa de lotes;
- c) Construcción: la construcción de obras de ingeniería públicas y privadas y la producción, elaboración, transformación, distribución, importación, exportación, comercialización y transporte de piedra, cantos

rodados, arena, cal, cemento, yeso y cualquier otro elemento, producto, material, maquinaria, equipo y repuestos para la industria de la construcción;

- d) Agropecuarias: la explotación integral de establecimientos agrícola-ganaderos;
- e) Transporte: el transporte de cargas generales, energía eléctrica e hidrocarburos (incluyendo, pero no limitado a petróleo crudo y gas natural) y la participación en sociedades cuyo objeto sea el transporte de personas;
- f) Turísticas y Deportivas: la prestación y comercialización de servicios turísticos y hoteleros; la ejecución de instalaciones deportivas y su venta y/o explotación y toda actividad vinculada con el turismo y con cualquier deporte;
- g) Importación y Exportación: la importación y exportación de materiales, equipos y maquinarias de las actividades mencionadas en los incisos precedentes;
- h) Societarias: la participación en otras sociedades, a través de la adquisición de acciones que le permitan ejercer -o no- su gobierno, administración, dirección y fiscalización; la celebración de contratos de colaboración empresaria, a efectos de encarar proyectos específicos;
- i) Inversión: en la República Argentina y/o en el exterior dentro de los límites fijados por las leyes y reglamentaciones vigentes y con sujeción a las mismas;
- j) Mandataria y de Servicios: el ejercicio de representaciones y mandatos, comisiones, estudios, análisis y preparación de proyectos, emisión de dictámenes, asesoramientos e investigaciones, todo tipo de intermediación, organización y asistencia técnica, informes, estudios de mercados y desarrollos de programas de promoción; y
- k) Financieras: mediante el otorgamiento de préstamos, financiamientos y créditos, con o sin garantía real o personal, así como el otorgamiento por la Sociedad de todo tipo de garantías personales o reales, con excepción de las operaciones comprendidas en la ley Nº 21.526 de Entidades Financieras (la “**Ley de Entidades Financieras**”) u otras por las que se requiera el concurso del ahorro público; y la celebración de contratos de leasing -con o sin opción de compra- en todas sus modalidades, comprendidas o no, en la Ley Nº 24.441.

Domicilio social

Según surge del artículo 2 del estatuto social reformado por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de fecha 10 de abril de 2014, e inscripto en la Inspección General de Justicia con fecha 8 de septiembre de 2014, bajo el número 17.120, del libro 70, tomo – de Sociedades por Acciones, la Compañía se encuentra domiciliada legalmente en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. El Directorio sesionará en el domicilio legal o en las Ciudades de Pico Truncado (Santa Cruz) o Comodoro Rivadavia (Chubut), indistintamente, donde ese órgano lo resuelva respecto de cada sesión. Podrán establecerse sucursales, agencias o cualquier otra especie de representación dentro o fuera del país.

Sede social y datos de contacto

La sede social de la Sociedad se encuentra ubicada en la calle Alicia Moreau de Justo 2030/50, 3° piso, of. 304, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Sus datos de contacto son los siguientes: (i) número de teléfono: (+5411) 5068-3000; (ii) número de fax (+5411) 4300-7640; (iii) dirección de correo electrónico: investor.relations@pcr.energy y (iv) página web: www.pcr.energy

Cierre del ejercicio social

De conformidad con lo establecido en el artículo 25 del estatuto social, el cierre del ejercicio fiscal opera el 31 de diciembre de cada año.

Directorio

De acuerdo con el estatuto social, el directorio de la Sociedad estará compuesto por un mínimo de cinco (5) y máximo de once (11) miembros titulares que serán elegidos por la asamblea de accionistas de la Sociedad. En la votación por el sistema ordinario o plural si, en la primera votación, uno o alguno de los candidatos no obtiene la mayoría absoluta de votos, se realizará una segunda votación, limitada a los dos candidatos que hayan obtenido mayor número de votos en la primera votación, no computándose como presentes los accionistas que se abstuvieran. Los Directores durarán tres (3) ejercicios, siendo reelegibles y perteneciendo en sus cargos hasta que se designen sus reemplazantes. Los accionistas designarán suplentes por el mismo plazo en igual o menor número y con igual procedimiento que los titulares para llenar en el orden de su designación, las vacantes que se produjeran de los Directores titulares.

El directorio de la Sociedad debe reunirse al menos una vez por mes o mediante solicitud de cualquier Director en ejercicio o miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad. El quórum para celebrar una reunión del Directorio requiere la presencia de la mayoría absoluta de sus miembros, ya sea que se hallen presentes o comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes o palabras tales como videoconferencias o herramientas similares, y las resoluciones del Directorio deberán ser adoptadas por una mayoría de Directores presentes o comunicados a través de los medios de transmisión referidos. En caso de empate, el presidente tendrá doble voto.

El Directorio tiene a su cargo la dirección y administración de la Sociedad, pudiendo ejecutar todos los actos y ejercitar todas las facultades de administración y disposición de bienes para el cumplimiento del objeto social. La representación legal de la Sociedad corresponde al presidente individualmente, y en forma conjunta, al vicepresidente primero y al vicepresidente segundo. En caso de renuncia, fallecimiento, incapacidad, inhabilidad, remoción o ausencia temporal o definitiva del presidente, el vicepresidente primero reemplazará al presidente. El vicepresidente segundo reemplazará al vicepresidente primero en idénticas circunstancias.

Asambleas

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias.

La Compañía deberá convocar y celebrar una asamblea ordinaria de accionistas dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico para considerar los asuntos descritos en los dos primeros párrafos del Artículo 234 de la Ley General de Sociedades, tales como, aprobación de estados financieros, distribución de utilidades, aprobación de los informes del Directorio y Comisión Fiscalizadora, y elección, desempeño y remuneración de Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora. Asimismo, de acuerdo con el Decreto de Transparencia, es competencia de las asambleas ordinarias de accionistas de la Compañía la consideración y aprobación de (i) la enajenación o constitución de cualquier gravamen sobre los activos de la Compañía en tanto dicha decisión no se hubiera realizado en el curso ordinario de los negocios, y (ii) la celebración de contratos de administración o gerenciamiento y cualquier otro acto en virtud del cual los activos o servicios provistos a la Compañía fueran pagados total o parcialmente con un porcentaje de los ingresos, resultados o ganancias de la Compañía si el monto es substancial teniendo en cuenta el giro ordinario de los negocios y el patrimonio de la compañía. Otras cuestiones que deben ser consideradas en una asamblea ordinaria convocada y celebrada en cualquier momento incluyen cuestiones vinculadas con la responsabilidad de los Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora, aumentos de capital y emisión de ciertos títulos de deuda privados.

Las asambleas extraordinarias de accionistas pueden ser convocadas en cualquier oportunidad para tratar asuntos que no sean de la competencia de la asamblea ordinaria, incluyendo, sin limitación, la reforma de los estatutos sociales, emisión de debentures, disolución anticipada, fusión, escisión, reducción del capital social y rescate de acciones, transformación de la sociedad en otro tipo societario, designación, remoción y retribución de liquidadores y limitación o suspensión de los derechos de preferencia de los accionistas en la suscripción de acciones.

El quórum para las asambleas ordinarias en primera convocatoria quedará constituido con la presencia de accionistas que representen la mayoría de las acciones con derecho de voto. La asamblea en segunda convocatoria, por haber fracasado la primera, se considerará constituida cualquiera sea el número de acciones presentes. La asamblea extraordinaria se reúne en primera convocatoria con la presencia de los accionistas que representen el 60% de las acciones con derecho de voto, y, si no hubiera quórum, la segunda convocatoria requiere la concurrencia del 30% de las acciones con derecho de voto.

En todos los casos, salvo las excepciones que se mencionan a continuación, las resoluciones en las asambleas extraordinarias se adoptarán por mayoría absoluta de votos presentes que puedan emitirse en la respectiva decisión. Cuando se tratare de: (i) la transferencia del domicilio al extranjero; (ii) el cambio fundamental del objeto; (iii) la disolución anticipada de la Compañía; (iv) la reintegración total o parcial del capital; (v) la fusión y la escisión de la Compañía, salvo que sea la sociedad absorbente, en cuyo caso se regirá por las normas sobre aumento de capital; (vi) la limitación o suspensión del derecho de preferencia en la suscripción de nuevas acciones bajo las condiciones del art. 197 de la Ley General de Sociedades; (vii) la constitución de reservas facultativas, cuando su monto exceda del capital y de las reservas legales; y (viii) la continuación de la Compañía luego de la cancelación de oferta pública o de negociación de sus valores negociables; tanto en la primera cuanto en segunda convocatoria, las resoluciones se adoptarán por el voto favorable de la mayoría de acciones con derecho a voto (inclusive aquellas acciones con preferencia patrimonial que carezcan de voto, bajo estos supuestos tendrá derecho a un voto), sin aplicarse la pluralidad de voto.

Las asambleas de accionistas podrán ser convocadas por el Directorio o los miembros de la Comisión Fiscalizadora toda vez que lo requieran las leyes o cuando éstos juzguen procedente. Asimismo, el Directorio o la Comisión Fiscalizadora deben convocar a asamblea de accionistas a solicitud de los accionistas que representen en total por lo menos el 5% del capital social en circulación de la Compañía, en cuyo caso la asamblea se celebrará dentro de los 40 días de la solicitud de dichos accionistas. Si el Directorio o la Comisión Fiscalizadora no convocaran una asamblea luego de recibir la solicitud de los accionistas, la CNV o los tribunales podrán ordenar su celebración. A fin de asistir a una asamblea, un accionista debe también depositar un certificado representativo de acciones escriturales registrado a su nombre y emitido por Caja de Valores S.A. por lo menos tres días hábiles antes de la fecha fijada para la celebración de la asamblea a los fines de su registro en el Libro de Asistencia a Asambleas de la Compañía. Un accionista con derecho a asistir a una asamblea podrá hacerlo mediante apoderado. No podrán otorgarse poderes a los Directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora, funcionarios o empleados.

Restricciones a los Pagos de Dividendos

A la fecha del presente prospecto, la Compañía no posee restricciones al pago de dividendos, siempre que se encuentre en cumplimiento de los ratios financieros establecidos en sus contratos de financiamiento vigentes con el Banco Itaú, es decir en la medida que la Compañía obtenga un coeficiente de deuda financiera a EBITDA igual o inferior a 3.25x y un coeficiente de EBITDA a intereses igual o superior a 2.5x.

Capital Social

Bajo el presente título se consigna cierta información relacionada con el capital social de la Compañía, incluidas ciertas disposiciones resumidas de los estatutos sociales de la Compañía, la Ley General de Sociedades y ciertas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas, todo ello vigente a la fecha del presente. La presente descripción no pretende ser completa y se encuentra sujeta en su totalidad por referencia a los estatutos sociales de la Compañía, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de otras leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables, incluidas las Normas de la CNV y las normas de la BCBA.

A la fecha de este Prospecto, el capital social de PCR se encuentra compuesto por 72.073.538 acciones ordinarias escriturales Clase A de \$1 valor nominal cada una y con derecho a cinco (5) votos por acción. Durante los últimos tres ejercicios, no se han registrado variaciones en el capital social de PCR.

Si bien la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 29 de agosto de 2007, que decidió aumentar el valor nominal por acción de la Sociedad de \$0,01 a \$1 y en consecuencia aumentar el capital social a \$72.073.538 mediante la capitalización de \$71.352.803 de la cuenta "Ajuste de Capital" y la emisión de \$72.073.538 nuevas acciones ordinarias escriturales clase A de valor nominal \$1 y cinco (5) votos por acción, resolvió adicionalmente aumentar el capital social para ser ofrecido en el futuro mediante suscripción pública en el mercado doméstico e internacional mediante la emisión de hasta \$72.073.538 acciones clase B ordinarias escriturales de valor nominal \$1 y un (1) voto por acción, a la fecha de este Prospecto el Directorio no ha implementado aún la oferta de dichos títulos.

A la fecha del presente Prospecto la totalidad de las acciones emitidas y suscriptas se encuentran totalmente integradas. PCR no es poseedora, por sí misma ni por medio de subsidiarias, de ninguna de sus acciones, y no existen personas que tengan opción, o hubiesen acordado, realizar opciones sobre el capital social de PCR.

La Sociedad no posee capital autorizado pero no emitido, ni compromisos de incrementar su capital social, distintos de aquellos resultantes del aumento de capital aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 29 de agosto de 2007, que fuera ratificado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 23 de abril de 2009.

b) Contratos importantes

La Compañía ha firmado contratos para la compra e instalación de aerogeneradores con Vestas Argentina S.A., para la construcción de los Nuevos Parques Eólicos. La Compañía se encuentra cumpliendo todos los compromisos allí establecidos.

c) Controles de cambio

Tipo de Cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley Nº 23.928 (la "**Ley de Convertibilidad**") estableció un tipo de cambio fijo de 1 Ps./U\$S. El 6 de enero de 2002, la Ley Nº 25.561 (la "**Ley de Emergencia Pública**"), puso formalmente fin a esa paridad dólar-peso. Tras un breve período en el que el Gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el Gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. El 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley de Solidaridad, que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—Podemos estar expuestos a fluctuaciones en los tipos de cambio".

Los controles de cambiarios, que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso y el dólar y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las compañías para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto Nº 609/2019 (el "**Decreto 609**") de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias, el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de cambios para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el decreto. En la actualidad, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 8035, conforme sus posteriores modificaciones y complementos por las comunicaciones del BCRA (el "**Régimen Cambiario**"). Véase "—Regulaciones cambiarias".

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio anuales bajos, altos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA (Comunicación "A" 3.500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	<u>Mínimo</u>	<u>Máximo</u>	<u>Promedio ⁽¹⁾</u>	<u>Cierre del período</u>
	<i>(pesos por U\$S)</i>			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
2023	178,14	808,48	317,16	808,48
Mes				
Enero 2024	810,65	826,25	818,34	826,25
Febrero 2024	826,85	842,25	834,91	842,25
Marzo 2024	842,75	857,41	850,34	857,41
Abril 2024	861,25	876,75	868,96	876,75
Mayo 2024	878,25	895,25	886,86	895,25

Junio 2024	896,42	911,75	903,78	911,75
------------	--------	--------	--------	--------

(1) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a importes en Dólares de los Estados Unidos de América s a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del mercado de cambios.

El producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos a través del mercado de cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, el Régimen Cambiario estableció además que los pagos por exportaciones deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su pago.

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

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se considerará cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales que debitan las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país. Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del mercado de cambios, incluyendo, sin que implique limitación: (i) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto 679/22) y (ii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas humanas, según lo establecido por el punto 2.2.2.1. del Texto Ordenado.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del mercado de cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecho cuando la entidad designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

Respecto de los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- (ii) La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios, con excepción de lo previsto en el Punto 3.16.1 del Régimen, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

- (iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a U\$S 2.000.000 en el mes calendario que se imputa.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios en un plazo no superior a 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

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

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) financiaci3nes previas a la exportaci3n y financiaci3nes a la exportaci3n otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (ii) financiaci3nes previas a la exportaci3n y anticipos a la exportaci3n liquidados en el mercado de cambios, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a trav3s de escrituras p3blicas o registros p3blicos, (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelaci3n de los mismos a trav3s de la aplicaci3n en el exterior de los fondos de exportaci3n; (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos seg3n lo establecido en los Puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario; (v) anticipos, prefinanciaci3nes y postfinanciaci3nes del exterior con liquidaci3n parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos N° 492/23, N° 549/23, N° 597/23 y N°28/2023. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportaci3n en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con el Punto 2.4 del Régimen Cambiario para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para pagar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto del préstamo debe haber sido liquidado a trav3s del mercado de cambios y la operaci3n debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. En consecuencia, aunque la liquidaci3n del producto del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al mercado de cambios a efectos de reembolso.

El acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos con más de 3 días de antelaci3n a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorizaci3n previa del BCRA. Los pagos anticipados realizados con fondos provenientes de nuevos préstamos extranjeros debidamente liquidados o en relaci3n con los procesos de refinanciaci3n de deudas o de gesti3n de pasivos pueden estar exentos de dicha autorizaci3n previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos seg3n lo establecido en el Punto 3.5 del Régimen Cambiario.

Hasta el 31 de diciembre de 2024, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al mercado de cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas. Ciertas excepciones espec3ficas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Texto Ordenado.

Disposiciones espec3ficas sobre el acceso al mercado de cambios

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

(a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado de cambios no posee certificados de depósito argentinos (“**CEDEARs**”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a U\$S 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024 las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales. Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, 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 el contrario, 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 fuese un gobierno local y excediese el monto límite establecido, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que tal exceso se utilizó para realizar pagos por el mercado de cambios a través de operaciones de canje y/o arbitraje con los fondos depositados.

(b) Se comprometa a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

(c) Deje constancia que en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores en el caso de títulos valores emitidos con la legislación argentina y en los 180 días corridos anteriores en el caso de operaciones que no se realicen con títulos valores emitidos con legislación argentina: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos, (v) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (vi) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (vii) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea 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.

(d) Se comprometa a no concertar tales ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) más arriba a partir del momento en que solicita el acceso al mercado de cambios y durante los 90 días corridos siguientes en el caso de títulos valores emitidos bajo legislación argentina y por los 180 días corridos subsiguientes en el caso de operaciones que no se realicen con títulos valores emitidos con legislación argentina.

(e) El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente:

(a) una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4. (180 días antes de acceder al Mercado de Cambios) 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, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad (esta declaración jurada se denominará “**Declaración Jurada - Sección 1**”); o bien

(b)(i) tal y como establece la sección 3.16.3.3. del Régimen Cambiario, una declaración jurada en la que conste: “el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras

personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico” ...Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse... Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse miembros del mismo “grupo económico” (la “**Declaración Jurada de Descripción del Grupo Económico**”);
Y

(b)(ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 (ciento ochenta) 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 (la “**Declaración Jurada de No Entrega de Pesos al Grupo Económico**”). Asimismo, establece que “En el caso de las personas humanas o jurídicas que ejerzan una relación de control directo, el plazo de 180 días corridos solo será aplicable para las entregas realizadas a partir del 21.4.23, rigiendo el plazo de 90 días corridos para las entregas efectuadas con anterioridad a esa fecha. En tanto que para las personas jurídicas que integren el mismo grupo económico pero que no ejercían una relación de control directo sobre el cliente al 11.5.23, lo previsto será aplicable solo por las entregas efectuadas a partir del 12.5.23”.

(c) Lo indicado en el punto 3.16.3.4. (tal y como se detalla en el apartado (b)(ii) anterior) podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

(c)(x) una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4., dejando constancia de lo exigido en los puntos 3.16.3.1., 3.16.3.2. y 3.16.3.4.; o bien

(c) (y) una declaración jurada de cada persona humana o jurídica declarada en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (es decir, todos los Controlantes Directos y los miembros declarados del Grupo Económico), dejando constancia de lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario (nos referiremos a esta declaración jurada como la “**Declaración Jurada del Grupo Económico**”); o bien

(c) (z) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (esto es, todos los Controlantes Directos y los integrantes declarados del Grupo Económico), en la que se deje constancia de que, “en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4., no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4.”.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaci3nes en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Pago de las importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “**SEPAIMPO**” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaci3nes de importaciones y la demostraci3n del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidaci3n de financiaci3nes de importaci3n y el ingreso de los bienes importados.

La Comunicaci3n “A” 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, luego modificada por la Comunicaci3n “A” 7953 de fecha 26 de enero de 2024, modific3 sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicaci3n estableci3 en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. La SIRA en estado "SALIDA" no será requisito para el acceso al mercado de cambios.

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

II. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13.12.23.

1.2. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM), b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM), c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica, d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM), e) importaciones oficializadas a partir del 15.4.24 de uranio natural, uranio enriquecido y sus compuestos (posiciones arancelarias 2844.10.00 y 2844.20.00 de la NCM), agua pesada (posición arancelaria 2845.10.00) o circonio y sus manufacturas cuando correspondan a la posición arancelaria 8109.91.00, que sean destinadas a la elaboración de energía o combustibles.

ii) desde los 30 (treinta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el Punto 12.3. del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto, excepto cuando se trate de operaciones comprendidas en el inciso iii) de este punto; b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.2. del Régimen Cambiario. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto, excepto cuando se trate de operaciones comprendidas en el inciso iii) de este punto; iii) importaciones oficializadas a partir del 15.3.24 que correspondan a bienes de la canasta básica de consumo cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.4.; iv) importaciones oficializadas a partir del 15.4.24 por personas humanas o personas jurídicas que clasifiquen como MiPyME según lo dispuesto en las nomas de "Determinación de la condición de micro, pequeña y mediana empresa", en la medida que no correspondan a bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3.

iii) desde los 180 (ciento ochenta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM). b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.1. del Régimen Cambiario que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario. El acceso al mercado de cambios para cursar pagos diferidos por las importaciones oficializadas a partir del 28 de junio de 2024 que correspondan a los bienes mencionados en el presente punto, podrá realizarse a partir de los 120 (ciento veinte) días corridos desde el registro de ingreso aduanero de los bienes.

iv) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes:

- a) un 25% desde los 30 (treinta) días corridos.
- b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos.
- c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos.

d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) días corridos.

v) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso para realizar pagos diferidos en virtud de los bienes transportados. Ello con excepción de aquellos asociados a los bienes comprendidos.

1.3. Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23 antes de los plazos previstos en el punto 1.2. cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

1.4. El acceso al mercado de cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

III. Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos previstos en los puntos precedentes.

3. La norma permite el acceso al mercado de cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos en el punto 1.2., cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

IV. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12.12.23, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.

La Comunicación "A" 7.917 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, en el marco de un importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos en los puntos 1.2. y 2.2. de la presente.

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

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

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, también podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecido (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al mercado de cambios desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie.

Asimismo, se autoriza el acceso al mercado de cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al mercado de cambios. Asimismo, por Comunicación "A" 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles en los Puntos 4.4. y 4.5. del Régimen Cambiario podrán realizar, a partir del 1 de abril de 2024, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los Puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

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

I. La SIRASE aprobada no será requisito para el acceso al mercado de cambios.

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

II. Acceso al mercado de cambios para el pago de servicios:

Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados por no residentes o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023, cuando, además de los demás requisitos reglamentarios aplicables, la transacción se encuentra en una de las situaciones que se detallan a continuación:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

- S03. Servicios de transporte de pasajeros.
- S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).
- S23. Servicios audiovisuales.
- S25. Servicios del gobierno.
- S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.
- S27. Otros servicios de salud.
- S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios transporte para operaciones de mercaderías" y se realiza una vez transcurrido un plazo equivalente a aquel en el que se podría comenzar a pagar en forma diferida el bien transportado efectuado conforme al epígrafe 10.10.1. ello con excepción de los fletes de los bienes comprendidos en el punto 10.10.1.3. por los cuales se tendrá acceso al mercado para cancelar su valor desde los 30 días corridos de la prestación del servicio.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

v) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.2.1. a 13.23.1. del Régimen Cambiario y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también será de aplicación para las operaciones que correspondan a las transferencias al exterior de agentes locales por sus recaudaciones en el país de fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.

vi) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.2.1. a 13.2.4. del Régimen Cambiario y se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

III. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12.12.23, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3. a 13.2.6, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones:

i) Que el cliente acceda al mercado de cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local con cargo a una línea de crédito del exterior, en la medida en que los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el ítem 13.2. se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo, más 15 (quince) días corridos.

ii) Que el cliente tenga acceso al mercado de cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1. respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

iii) Que el cliente acceda al mercado de cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1. en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.

La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al mercado de cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

iv) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11.

v) El cliente cuente con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

vi) El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

vii) El pago corresponda a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

IV. Pagos de servicios al exterior antes de los plazos previstos.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para efectuar pagos por servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los ítems 13.4.1. a 13.4.8.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es

necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de cambios.
- Las emisiones realizadas entre del 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 de títulos de deuda con registro público en el país con una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, que hayan sido entregados a acreedores de endeudamiento financiero y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, que hayan sido entregados a acreedores como parte de los parámetros de refinanciación exigidos oportunamente en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, siguiendo los requisitos del punto 3.6.1.4.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.
- Las emisiones de títulos de deudas con registro público en el país que quedaron encuadradas en el 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.
- Las emisiones de pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General CNV N° 1003/24 y concordantes, denominados y suscritos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2024

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el Punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando (i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020; (iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2° del Decreto N°892/20; (b)

los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando (i) el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 y 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originalmente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios y que originó la emisión de una Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior en el marco del punto 3.19; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, originado en una refinanciación con el propio acreedor de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios encuadrada en el marco de lo dispuesto en el punto 3.20. La entidad deberá contar con una certificación de acceso al mercado de cambios emitida dentro de los 5 (cinco) días hábiles anteriores, por la entidad que se inscribió ante el BCRA dentro del código de concepto P17. Registro de refinanciación de deuda comercial en el punto 20 de la Comunicación "A" 7626"; (iv) el cliente cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17, por el equivalente del monto de capital que se abona; y (v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior comprendido en el mecanismo del punto 7.11. y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de endeudamiento financiero externo, dicho requisito no será aplicable cuando el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("PLAN GAS"); cuando los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del mercado cambiario a partir del 16 de noviembre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a 2 años.

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario.

Acceso de los no residentes al mercado de cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES"), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país

de residencia registrado, (v) compra de billete en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo de U\$S 100 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores. Esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales. Las liquidaciones encuadradas, durante su vigencia, en la operatoria con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes no serán tomadas en cuenta a los efectos de este punto; (vi) las transferencias a cuentas bancarias *offshore* de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias; (vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso; y (viii) Repatriaciones de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1.9.19, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, en la medida que la operación se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los bonos BOPREAL.

Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta U\$S 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o U\$S 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales".

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de U\$S 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas" y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. del Régimen Cambiario; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. del Régimen Cambiario.

Finalmente, a través de la Comunicación "A" 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes personas jurídicas residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. del Régimen Cambiario; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. del Régimen Cambiario. Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas. Con fecha 22 de febrero de 2024, en virtud de la Comunicación "A" 7968, se dejó sin efecto el punto 4.3.2.7. del Régimen Cambiario, que establecía que no pueden realizar las operaciones enunciadas en los puntos 3.16.3.1. y

3.16.3.2. del citado ordenamiento aquellas personas jurídicas residentes dedicadas a la actividad agrícola que vendieron mercaderías en el marco del Decreto N° 576/22.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en pesos.

Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.

- (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto N° 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/22, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
- (c) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, el cliente debe disponer de una certificación de aumento de exportaciones de bienes.
- (d) Cuenta con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural.
- (e) Canje y/o arbitraje con fondos percibidos en el país por capital o intereses de los BOPREAL.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Con fecha 30 de abril de 2024, mediante la Comunicación "A" 7999, el BCRA estableció que los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Además, entre otros, los clientes podrán acceder al mercado de cambios para el pago de utilidades y dividendos, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Por último, con relación a la utilidades y dividendos cobradas en pesos en el país por no residentes a partir del 1.9.19 y que no han sido remitidos al exterior; establece entre otros, que los clientes no residentes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados a partir del 1.9.19 según la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último IPC disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar el cobro a partir de la citada fecha en concepto de utilidades y dividendos y verificar las condiciones que se indican.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

- i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
- ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino o del BCRA, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
- iii. Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto equivalente a U\$S 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;
- iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la

conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;

- v. Las operaciones de canje y arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, destinadas a: (a) El pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12.12.23, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el punto 4.4. del Régimen Cambiario; (b) El pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12.12.23, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el punto 4.5. del Régimen Cambiario; (c) El pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el punto 4.6.1. del Régimen Cambiario; y (d) La repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1.9.19, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el punto 4.6.2. del Régimen Cambiario.
- vi. Transferencia de divisas al exterior de un gobierno local a partir de sus tenencias de moneda extranjera depositadas en entidades financieras locales, incluyendo aquellas que constituyen un excedente según lo previsto en el punto 3.16.2 del Régimen Cambiario, en la medida que se cumplan los requisitos normativos que resultarían aplicables al tipo de operación a realizarse en el caso de que se cursase contra pesos.
- vii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General N° 988/2023 de la CNV, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción cualquier y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 1 día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, en la medida que las compras de los valores negociables en cuestión se hayan realizado contra pesos.

Asimismo, las transferencias a entidades depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con pesos argentinos, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o el BCRA en concordancia con la Comunicación "A" 7918, según fuera modificada o (ii) se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores negociables.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciamientos previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los Puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes. Tampoco podrán realizar estas operaciones los clientes incluidos en las Comunicaciones "A" 7606 y "A" 7609 del BCRA.

Disposiciones especiales para las financiaciones del Plan GasAr

El Punto 3.5.5 establece que en la medida en que el requisito de conformidad previa del BCRA esté en vigor para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

- i. El destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2 del Decreto N° 829/20.
- ii. Los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020.
- iii. El endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años.

Regímenes informativos del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "**Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos**"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a U\$S 50 millones al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al mercado de cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "**—Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios—Endeudamiento financiero con el exterior**".

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del mercado de cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a U\$S 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, deberá asesorarse con sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que se encuentran disponibles en el sitio web: <http://www.infoleg.gob.ar/>, o en el sitio web del BCRA: <http://www.bcra.gob.ar>, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente informe anual ni se considera incorporada al mismo. Véase "**—Tipos de cambio**".

Comisión Nacional de Valores

R.G. CNV 838/2020

El 13 de mayo de 2020, la CNV sancionó la Resolución General Nro. 838/2020 la cual aclaró ciertas limitaciones impuestas por la RG CNV 835 y por la RG CNV 836 al disponer que:

- (a) La restricción establecida por la RG CNV 836 no alcanza a las inversiones realizadas en instrumentos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integran y pagan en pesos, y cuyos intereses y capital se cancelan exclusivamente en moneda de curso legal (tal como los títulos comúnmente denominados "Dólar Link")
- (b) Las inversiones realizadas por los FCI en (1) obligaciones negociables emitidas y negociadas en la Argentina, y (2) títulos de deuda pública provincial y municipal, emitidos en moneda extranjera y adquiridas con anterioridad a la entrada en vigencia de la RG CNV 836, pueden ser conservadas en cartera hasta su vencimiento.

(c) Los fondos en moneda extranjera provenientes del pago de cupones y/o amortizaciones, así como de la enajenación en el mercado secundario de los activos antes mencionados en el punto (b) anterior, pueden ser reinvertidos en instrumentos emitidos en moneda extranjera destinados al financiamiento de PYMES y/o de proyectos productivos de economías regionales e infraestructura y/o en títulos de deuda pública provincial y municipal emitidos en dicha moneda.

(d) Por último, se exceptúa de la restricción establecida por la RG CNV 836 a la tenencia en instrumentos de deuda pública denominados en moneda extranjera que sean ingresados al canje voluntario de deuda soberana, dispuesto en los términos del Decreto N°391/2020 (modificado por el Decreto N°404/2020) y respecto de aquellos instrumentos recibidos como resultado de dicho canje.

Por lo general, las resoluciones antes denominadas (y cualquier otra que modifique los activos en cartera que pueda tener un FCI) tienen la consecuencia de que obligan a dicho fondo a tener que enajenar (en un plazo acotado de tiempo) lo que suele impactar negativamente en la valoración de la mencionada cuota parte del FCI. A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no posee cuotapartes en FCI afectados por la RG CNV 835, la RG CNV 836 y/o la RG CNV 838.

R.G CNV 908/2021

El 14 de octubre de 2021 la CNV emitió la Resolución General N° 908/2021 mediante la cual fijó, entre otros puntos, la metodología de valuación y demás pautas aplicables a los Fondos Comunes de Inversión que posean en sus carteras títulos de deuda pública nacional adquiridos en colocación primaria, con un vencimiento menor o igual a 30 días, con opción de pre cancelación parcial o total e intransferibles, en adición a lo previsto por la Resolución General N° 905.

Así, para el caso de adquirir títulos cuyas condiciones de emisión establezcan la opción de pre cancelación de una porción de la tenencia del activo, determinan que esa porción -susceptible de pre cancelación- será valuada a su precio de realización, mientras que el saldo remanente será valuado reconociendo el interés devengado a la fecha de medición, de acuerdo a las condiciones de emisión del activo.

R.G CNV 953/2023

El 21 de marzo de 2023 la CNV publicó la Resolución General 953/2023, en donde deroga el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.). La medida posibilita a los agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares de los Estados Unidos de América emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

R.G CNV 960/2023

Mediante Resolución General 960/2023 emitida el 12 de mayo de 2023 la CNV adecuó la reglamentación relativa a la suscripción en especie para los FCI denominados en moneda extranjera, no siendo admitida, en dichos supuestos, la suscripción e integración de cuotapartes mediante la entrega de valores negociables.

Se destaca que esta resolución es de carácter extraordinario y transitorio, subsistiendo su vigencia hasta que hechos sobrevinientes hagan aconsejable la revisión de la medida y/o hasta que desaparezcan las causas que determinaron su adopción.

R.G CNV 963/2023

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales específicos.

R.G CNV 966/2023

Mediante Resolución General N° 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

R.G CNV 972/2023

Mediante la Resolución General N° 972/2023, dictada por la CNV en fecha 14 de agosto de 2023, se modificaron las Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros a los efectos de incorporar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

R.G CNV 973/2023

Mediante la Resolución General N° 973/2023, dictada por la CNV en fecha 1 de septiembre de 2023, se dispone que resulta necesario establecer los lineamientos que garanticen la trazabilidad de los fondos involucrados en las transferencias entre cuentas de un mismo ALyC I AGRO, que impliquen fondos de terceros y que sean destinadas a la operatoria del mercado de capitales, permitiendo, de ese modo, identificar al originador y beneficiario final de los mismos, así como a los terceros intervinientes, con la documentación respaldatoria que resulte suficiente a tales efectos.

En este sentido, se autoriza que el ALyC I AGRO reciba fondos de clientes desde la cuenta bancaria de su titularidad afectada a las actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas.

R.G CNV 974/2023

Mediante la Resolución General N°974, de fecha 1 de septiembre de 2023, la CNV incorporó nuevos trámites habilitados que deberán iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia (TAD) del sistema de Gestión Documental Electrónica (GDE) a partir del 11 de septiembre de 2023, los cuales corresponden a autorizaciones cuya responsabilidad primaria se encuentra a cargo de la Gerencia de Emisoras del organismo.

R.G CNV 976/2023

Mediante la Resolución General N° 976, de fecha 7 de septiembre de 2023, la CNV incorpora un nuevo trámite habilitado para la tramitación de "Fusión de Fondos Comunes de Inversión Abiertos" que deberá iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia del sistema de Gestión Documental Electrónica a partir del 11 de septiembre de 2023.

R.G CNV 977/2023

Mediante la Resolución General N° 977, de fecha 22 de septiembre de 2023, la CNV establece un régimen especial destinado a las personas menores de edad adolescentes, posibilitando que, a partir de los 13 años, suscriban cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", por sí o a través de sus representantes legales. Estas personas podrán cursar órdenes de suscripción de cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", mediante la modalidad de colocación a través de internet y con la previa autorización del representante legal.

Determinaron como requisito del sistema de colocación empleado la vinculación de una cuenta bancaria identificada con Clave Bancaria Uniforme (CBU) o cuenta de pago con Clave Virtual Uniforme (CVU), de titularidad del menor, con la de su representante legal.

Otro de los puntos resalta que el sistema deberá ofrecer un acceso específico con contenidos de educación financiera vinculados a las inversiones en FCI Abiertos, dirigido y adaptado a los menores de edad de este rango etario, no pudiendo contener ofrecimiento alguno de valores negociables y/o de servicios propios de los agentes vinculados al Fondo. La presente Resolución entró en vigencia a partir del 2 de octubre de 2023 y, a tal efecto, detallan las pautas de adecuación a los fines de permitir su encuadre de conformidad con la reglamentación.

R.G CNV 982/2023

Mediante la Resolución General N° 982/2023, de fecha 17 de octubre de 2023, la CNV readecua los límites contemplados en el artículo 5° BIS del "Capítulo V. Agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación y agentes asesores globales de inversión" del Título XVIII de sus normas.

A partir del 17 de octubre de 2023, se establece que en las operaciones de compraventa, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo y por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados de Certificados de Depósito Argentinos (CEDEAR), se deberá observar, para esos valores negociables, que el monto de las compras con liquidación en moneda local no supere el monto de las ventas con liquidación en dicha moneda, por cada subcuenta comitente y por cada jornada de concertación.

R.G CNV 984/2023

Mediante la Resolución General N° 984/2023, de fecha 30 de noviembre de 2023, la CNV readecúa ciertos límites y condiciones previstas en el artículo 6° TER del Capítulo V del Título XVIII, relacionadas con las operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T.

Los agentes deberán contemplar nuevas condiciones 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. Deberán constatar, entre otros, que los citados intermediarios del exterior únicamente 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, mediante la realización de una o más operaciones con valores negociables destinadas a implementar dicho pago en el exterior.

R.G CNV 985/2023

Mediante la Resolución General N° 985/2023, de fecha 1 de diciembre de 2023, la CNV adecúa el Régimen Informativo General aplicable a todas las categorías de Agentes, precisando como requisito para la vigencia de la inscripción en el Registro a su cargo el cumplimiento del pago de la tasa de fiscalización y control.

R.G. CNV 986/2023

El 29 de noviembre de 2023 la CNV emitió la Resolución General 986/2023 en donde se resuelve: (i) incorporar una nueva sección a los fines de incluir los "Programas de emisión de Obligaciones Negociables dentro del Régimen PYME CNV Y PYME CNV Garantizada"; (ii) poder contemplar bajo un mismo programa global la posibilidad de emitir series y/o clases bajo el Régimen PyME CNV y/o PyME CNV GARANTIZADA. A tales efectos, el programa global deberá definir el monto máximo de emisión que corresponderá a cada uno de los regímenes mencionados y; (iii) aprobar el "Prospecto Programa Global Simplificado para PYME CNV o PYME CNV Garantizada" y "Suplemento de prospecto simplificado emisiones de clases o series bajo Programas Globales de PYME CNV o PYME CNV Garantizada".

R.G CNV 988/2023

El 13 de diciembre de 2023, la CNV emitió la Resolución General 988/2023 mediante la cual, respecto al plazo de permanencia para la liquidación de títulos públicos, modificó los artículos 2°, 3° y 4° del Capítulo V del Título XVIII y derogó el artículo 6° BIS de ese mismo apartado.

Sumado a ello, a partir del 13 de diciembre de 2023, se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, y para dar curso a transferencias a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

R.G CNV 990/2024

Mediante resolución general de fecha 5 de febrero de 2023, la CNV decidió exceptuar a los valores negociables emitidos por el BCRA (BOPREAL), de conformidad con la Comunicación "A" 7918, con sus modificatorias y concordantes, en lo que respecta al cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior de tales valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional.

Por otro lado, decidieron unificar las condiciones y los montos diarios máximos de operaciones. Lo elevaron a 200 millones diarios para las operaciones y transferencias de valores negociables al exterior, exceptuándose asimismo a los BOPREAL de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a las transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior como para concertar su venta en el país con liquidación en moneda extranjera, en la medida que tales valores negociables hubieran sido adquiridos en un proceso de colocación o de licitación primaria y por hasta el valor nominal total así suscripto de dicha especie.

R.G CNV 992/2024

Mediante resolución general de fecha 15 de febrero de 2024, la CNV reformó el régimen de fideicomisos financieros a los fines de adecuar la regulación a las exigencias del mercado y a estándares internacionales.

R.G CNV 993/2024

Mediante resolución general de fecha 21 de febrero de 2024, la CNV realizó modificaciones en los capítulos I al III del Título VI de las Normas. De esta manera se estableció que los informes emitidos por las Auditorías Externas Anuales de Riesgos de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras deberán hacer saber acerca del cumplimiento de los principios y recomendaciones del Comité de Pagos e Infraestructuras del Mercado en la materia y lo exigido en el Capítulo III del presente Título. A su vez, determina que, dentro de las funciones del Comité de Riesgos, corresponderá emitir y elevar, con periodicidad anual, un informe que abarque el relevamiento de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos oportunamente establecidos por dicho órgano, su grado de cumplimiento, desvíos y propuestas de ajustes y/o mejoras a ser implementadas. Seguidamente, establece que, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV, los Mercados y las Cámaras Compensadoras, desempeñarán el rol y funciones de contraparte central (CCP por sus siglas en inglés), debiendo observar la totalidad de los requisitos y procedimientos internos de actuación alineados a las mejores prácticas internacionales. Además, dentro de los riesgos que se deberán mitigar como parte de la Gestión Integral de Riesgos, se incorpora el Riesgo General de Negocio. Agrega que los órganos de administración de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras serán responsables de la aprobación, implementación, funcionamiento y control de la referida gestión integral de riesgos. Por último, dentro del capítulo sobre Liquidación y Compensación de Operaciones, se incorporan la Sección VIII (Estructura de Buen Gobierno y Eficacia en los Procesos de Gestión de Riesgos) y la Sección IX (Información sobre Activos que Integran los Fondos de Garantía con Aportes de Agentes Miembros).

Creación del Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales, R.G CNV 994/2024 y R.G CNV 996/2024

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, con relación a empresas que operen activos virtuales como criptomonedas en la Argentina (las "PSAV") y a los efectos de prevenir el lavado de dinero, se establece la obligación de que las PSAV se registren ante la CNV (el "**Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales**"). A ese fin, se estableció que:

(i) La CNV, que será el organismo regulador de los PSAV, centralizará en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales la información referida a aquellas personas humanas y jurídicas que revisten el carácter de PSAV (definidos ahora en el artículo 4° bis de la ley 25.246).

(ii) El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la CNV a tal efecto y con toda aquella información que pueda ser requerida a organismos públicos.

R.G CNV 994/2024

Mediante resolución general de fecha 22 de marzo de 2024, la CNV instrumenta el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales para garantizar el cumplimiento de los estándares fijados en la Recomendación 15 del GAFI, en la lucha contra el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, en lo que refiere a la adaptación a las nuevas tecnologías, así como sus productos y servicios conexos, como consecuencia del crecimiento de las transacciones con activos virtuales.

El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales comprenderá a todas las personas humanas y jurídicas que utilicen páginas web, redes sociales u otros medios, direccionando su oferta y/o publicidad a sujetos residentes en la República Argentina, que tengan un cierto volumen de operaciones en el país o que utilicen cualquier tipo de tecnología para recibir localmente fondos de residentes en el mismo.

Durante esta etapa, los PSAV deberán informar al público inversor que la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales es a los fines del control como sujeto obligado ante la UIF u otros organismos y que la misma no implica licencia ni supervisión por parte de la CNV sobre su actividad.

Aquellos afectados deberán solicitar la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales dentro de los 45 días de la entrada en vigencia de la resolución general 994/2024.

R.G CNV 995/2024

Mediante resolución general 995/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV readecuó las exigencias en torno a ciertas operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, complementarias a los BOPREAL emitidos por el BCRA para el pago a los proveedores del exterior.

Las modificaciones exceptúan desde el 1° de abril a dichas operaciones, al igual que a los BOPREAL, respecto del cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para transferir los mismos a entidades depositarias del exterior y de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a dichas transferencias como para concertar su venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior. Estas modificaciones son complementarias de la normativa del BCRA que exceptúa a dichas operaciones de aquellas que excluyen a los importadores del mercado oficial de cambios.

Al respecto, los agentes deberán constatar el cumplimiento de las condiciones previstas en forma previa a gestionar cualquiera de las referidas operaciones, conservando la documentación respaldatoria en los respectivos legajos de los clientes.

R.G CNV 996/2024

Mediante resolución general 996/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV adecúa su normativa con el objetivo de cumplir con la implementación de la Ley N° 27.739, modificatoria de la que reforma la Ley N° 25.246 de Prevención del Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, e incorpora, a través de la aprobación de la mencionada resolución los sujetos obligados en el ámbito del mercado de capitales y los PSAV.

La medida introduce como nuevos sujetos obligados a los agentes depositarios centrales y a los agentes de custodia, registro y pago que ya estaban incluidos en la fiscalización de este organismo y a los PSAV, que además serán nuevos sujetos fiscalizados.

R.G CNV 1000/2024

Mediante resolución general 1000/2024 de fecha 8 de mayo de 2024, la CNV readecuó el marco normativo de los plazos de liquidación para las operaciones de contado en línea con la nueva reglamentación dictada por la Securities Exchange Commission (SEC) en Estados Unidos que modificó el plazo de liquidación normal o estándar de las operaciones con valores negociables de 48 horas (T+2) a 24 horas (T+1), salvo acuerdo expreso en contrario de las partes al momento de concertar la correspondiente operación, a partir del 28 de mayo de 2024. De esta manera, la resolución general 1000/2024 previó la reducción a liquidación a 24 horas (T + 1) para las operaciones de contado con valores negociables de renta variable y/o fija, y mantener el plazo de contado normal en 48 horas (T + 2) únicamente para las operaciones con valores negociables de renta fija y en la medida que los mercados y las cámaras compensadoras no hubieran optado por discontinuar dicho plazo.

R.G. CNV 1002/2024

Mediante resolución general 1002/2024 de fecha 16 de mayo de 2024, la CNV readecuó el marco normativo relativo a las conductas contrarias a la transparencia en el ámbito de la oferta pública. La CNV estableció que las emisoras, cámaras compensadoras, los agentes de negociación y toda otra persona humana o jurídica que intervenga u ofrezca servicios en la oferta pública de valores negociables deberán especialmente abstenerse de:

- 1) Ofrecer servicios de asesoramiento de valores negociables sin contar con el registro en cualquiera de las categorías de Agentes autorizados por la CNV a tales efectos. No serán consideradas asesoramiento: (i) las opiniones de carácter genérico sobre inversiones o la mera divulgación de información o explicación de las características y riesgos de una operación o valor negociable; y (ii) la elaboración de reportes, informes o análisis de carácter general, aun cuando incluyan una recomendación de compra o venta; y
- 2) Realizar actividades de difusión y promoción de valores negociables y/o captar o vincular clientes a Agentes registrados sin estar autorizados por la CNV a tales efectos.

R.G. 1004/2024

Mediante resolución general 1004/2024 de fecha 7 de junio de 2024, la CNV readecuó las exigencias en torno a ciertas operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local (MEP), en el marco de créditos hipotecarios UVA otorgados por entidades financieras locales para la adquisición de bienes inmuebles. De este modo, se exceptúa desde el 10 de junio de 2024 a dichas operaciones, respecto de (i) el cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a las mismas (comúnmente referido como Parking); (ii) el régimen informativo previo (comúnmente referido como calendarización) requeridos para dar curso a su venta con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local (MEP); y (iii) de las restricciones a la venta contra moneda extranjera en los casos de tener financiamientos abiertos vía cauciones, pases y/o cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales.

R.G. 1005/2024

Mediante resolución general 1005/2024 de fecha 13 de junio de 2024, la CNV realizó modificaciones a la normativa relativa a los contratos de opciones, unificando a las opciones directas e indirectas. La habilitación y reglamentación de las operaciones a plazo del tipo de contratos de opciones sobre índices basados en activos reglamentados por la CNV por parte de los Mercados queda sujeta a determinados parámetros, condiciones y requisitos que deberán ser observados para su previa aprobación por parte de la CNV. Asimismo, la CNV readecuó y simplificó en general la totalidad de las disposiciones en materia de operaciones a plazo del tipo contratos de futuros y contratos de opciones.

R.G. 1006/2024

Mediante resolución general 1006/2024 de fecha 27 de junio de 2024, la CNV amplió el régimen especial que regula la creación de instrumentos de inversión colectiva al extenderlos al ámbito Privado, en tanto se encuentren destinados a la prestación de servicios de acceso público o satisfagan objetivos de interés público, tales como telecomunicaciones, redes de datos, transporte, logística, puertos, aeropuertos, sistemas sanitario y educativo, entre otros, incluyendo las mejoras, ampliación y mantenimiento de los mismos. Este régimen permitirá ofrecer nuevas oportunidades de inversión y movilizar recursos del mercado de capitales hacia fines prioritarios para el desarrollo económico.

Unidad de Información Financiera (la "UIF")

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución UIF N°78/2023, aplicable a los Sujetos Obligados del mercado de capitales, que tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT). La misma entrará en vigor el día 1 de julio y sustituirá a la actual Resolución UIF N°21/2018.

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, en coherencia con las regulaciones sectoriales emitidas por la UIF en los últimos años, se definió lo siguiente:

- Se definen los siguientes términos: activos virtuales, acto terrorista, beneficiarios finales, bienes u otros activos, clientes, enfoque basado en riesgos, hechos u operaciones sospechosas, operaciones inusuales, organismos de contralor específicos, personas expuestas políticamente, organizaciones sin fines de lucro y proveedor de servicios activos virtuales.
- Se plasma el enfoque basado en riesgos en las supervisiones que realice la UIF sobre los sujetos obligados, las regulaciones que emita la UIF y distintas obligaciones de prevención que la UIF había establecido por vía regulatoria sobre ciertos sujetos obligados.
- Se faculta a la UIF a disponer el congelamiento de bienes y otros activos mediante resolución fundada y con comunicación inmediata al Ministerio Público Fiscal (MPF) y/o juez competente en el marco de operaciones sospechadas de financiación del terrorismo o de proliferación de armas de destrucción masiva.
- Se expandió la prohibición de oponer el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, así como los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, para aplicar no sólo al momento de la formulación de un reporte de operación sospechosa, sino también en el marco de declaraciones voluntarias y durante el intercambio de información con organismos análogos extranjeros.
- Se eliminó la disposición que establecía que, en caso de que la UIF presente una denuncia penal, cesaba el secreto sobre de la identidad de los sujetos obligados reportantes.
- Régimen administrativo sancionador:
 - (i) Se establece que, únicamente en caso de omisión de reporte de operación sospechosa, se aplicará una multa entre 1 y 10 veces el valor total de los bienes de la operación. Para el caso de otras infracciones (por incumplimientos formales), se reemplazan los montos fijos como unidad de medida de la multa por módulos actualizables de forma anual.
 - (ii) Se incorporan las siguientes sanciones: (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicación de la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para oficiales de cumplimiento, la inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en dicho carácter.

d) Carga tributaria

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

I. Impuesto a las Ganancias

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital.

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

En virtud de la Ley de Solidaridad se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses; y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, en ambos supuestos de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 (las “**Condiciones del Artículo 36**”).

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (“**LIG**”), con una alícuota marginal máxima del 35%. En ese caso, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que, no obstante las sanciones que puedan aplicarse según la Ley N° 11.683, se perderán los beneficios derivados del tratamiento fiscal resultante de esa ley y, por lo tanto, el emisor será responsable del pago de los impuestos aplicables a los tenedores. De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N° 1516/2003 modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, la AFIP reglamentó el mecanismo para que el emisor pague el Impuesto a las Ganancias cuando se haya producido un incumplimiento de alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otras formas de disposición de Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el IG a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG (“**DR LIG**”).

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la CNV emitió la Resolución General N° 917/2021 (mediante la cual reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados 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 el citado Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

b) Entidades Argentinas

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el IPC. En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta \$34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta

imponible acumulada superior a \$34.703.523,08 hasta \$347.035.230,79, se abonará \$8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$347.035.230,79, se abonará \$102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de \$347.035.230,79.

c) Beneficiarios del Exterior

En caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales (“**Beneficiarios del Exterior**”) que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 respectivamente de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 LIG. Asimismo, se encuentran exentos de este tributo los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG obtenidos por Beneficiarios del exterior, 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 LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones.

Cuando la enajenación no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos por el Decreto N° 862/2019 en el listado del artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

I. *Impuesto Sobre los Bienes Personales*

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del impuesto sobre bienes personales (“**IBP**”) respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2023 en Ps. 27.377.408,28, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación desde el período fiscal 2021, se modifica el artículo 21 inciso i) del capítulo I del título VI de la ley 23.966, a partir del cual quedan exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias

de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas de entre el 0,50% y el 1,75%. Para la tenencia de bienes situados en el exterior, existen alícuotas progresivas diferenciales de entre el 0,70% y el 2,25%, delegando al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir tales alícuotas en caso de activos financieros situados en el exterior que resultaren repatriados.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del ejercicio fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni la Ley del IBP ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del “obligado sustituto” establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del ejercicio fiscal 2019; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como “obligado sustituto”, la sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la Resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la sociedad será responsable del ingreso del IBP.

II. Impuesto al Valor Agregado

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 de IVA, la transferencia de Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

III. Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente (“IDC”). La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley de Solidaridad, para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponible sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el impuesto a la ganancia mínima presunta (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas Micro y Pequeñas Empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas “Medianas -tramo 1-” en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las microempresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3.250 del BCRA) 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 (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (IG, IBP, e IDC). En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

IV. Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria y percepción establecida por Resolución General AFIP N°4.815/2020

La Ley N° 27.541 (conforme fuera modificado por el Decreto 385/2024) estableció, con carácter de emergencia y por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de (i) utilidades y dividendos, en los términos del Régimen Informativo Contable Mensual para Operaciones de Cambio del BCRA, (ii) de suscripción en pesos de BOPREAL emitidos por el BCRA por parte de quienes los adquieran en concepto de pago de utilidades y dividendos y/o repatriación de inversiones de portafolio de no residentes generadas en cobros en el país de utilidades y dividendos recibidos a partir del 1° de septiembre de 2019, y (iii) de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es de hasta el 17,5%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General AFIP N° 4.815/2020 se estableció un régimen de percepción con

aplicación sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (“PAÍS”). Conforme las últimas modificaciones operadas en el régimen, la percepción aplicable, es del 30% y aplica sobre los montos en pesos que se detallan para cada tipo de transacción. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según la situación del sujeto alcanzado.

V. Impuesto Sobre los Ingresos Brutos

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al impuesto sobre los ingresos brutos (“ISIB”) a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada Provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

A la fecha del presente Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

VI. Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias 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.

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 provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

VII. Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos (“IS”) grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada Provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

VIII. Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5 % en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

IX. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la transmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

La Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1 de enero de 2011 y por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el impuesto a la transmisión gratuita de bienes (“ITGB”).

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2.038.752, o Ps. 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,51% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la jurisdicción señalada.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada Provincia.

X. Restricción respecto de las “jurisdicciones no cooperantes” y de las “jurisdicciones de baja o nula tributación”

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de “baja o nula tributación” a que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, AFIP considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Así, conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a “jurisdicciones de baja o nula tributación”, deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El Decreto N° 862/2019 dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por ‘régimen tributario especial’ a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, el artículo establece que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descrito, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de “baja o nula tributación”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de “baja o nula tributación”. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

XI. Convenios Para Evitar la Doble Imposición Internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Uruguay. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos. Desde enero de 2023 está en vigor un acuerdo administrativo internacional para el intercambio de información entre la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina ("AFIP") y la Administración Tributaria de los Estados Unidos ("IRS").

Por último, destacamos que se ha presentado un proyecto de ley para su consideración legislativa, aprobando el 'Convenio Multilateral para Implementar Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de la Base Imponible y el Traslado de Beneficios' firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los acuerdos firmados con 17 jurisdicciones.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

XIV. Oferta pública y exenciones impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha Ley, las Obligaciones Negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega (de "ofertas selladas") en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta puede ser suscripta conforme a un "contrato de underwriting". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

XV. Creación del Registro Público de Beneficiarios Finales

En virtud de la promulgación de la Ley 27.739, se creó un Registro Público de Beneficiarios Finales (el "**Registro Público de Beneficiarios Finales**") en virtud del que:

(i) La AFIP centralizará en el Registro Público de Beneficiarios Finales la información adecuada, precisa y actualizada, referida a las personas humanas que revistan el carácter de beneficiarios finales en los términos definidos por la ley 25.246 -tras su modificación-.

(ii) El Registro Público de Beneficiarios Finales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la AFIP a tal efecto, así como con toda la información que podrá ser requerida por la AFIP a organismos públicos.

(iii) Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que realicen actividades en el país y/o posean bienes y/o activos situados y/o colocados en Argentina deberán informar su o sus beneficiarios finales dentro de un plazo de 60 días a contar desde la entrada en vigor de la ley 27.779, a los efectos de su incorporación en el Registro Público de Beneficiarios Finales.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A

LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

e) Prevención del lavado de activos y Financiamiento del Terrorismo

El término “lavado de activos” se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nº 25.246, modificada posteriormente por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la “**Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva**”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva (“**PLA/FT/FP**”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “**UIF**”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el “**CP**”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, y siempre que el monto de la operación supera los 150 salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a \$30.420.000), sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

- i. Prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
 - a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
 - b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
- ii. Prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
- iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aún cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

- (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona 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 establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos 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 establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
- iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
- v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en (i);
- vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos, la financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, o de su comunicación fuera de los plazos y formas previstos para ello, se aplicará una multa de entre 1 y 10 veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, 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.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades 19.550, t.o. 1984 y sus modificatorias, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

(vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.

(viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.

(ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.

(x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.

(xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.

(xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.

(xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.

(xix) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N°61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades 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.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un “Enfoque Basado en Riesgos”, en base a las recomendaciones revisadas por el GAFI en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que “[s]e entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, “[c]uando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (...).”

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) y/o del BCRA, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

g) Acontecimientos Recientes

A continuación, se informan los acontecimientos recientes de la Emisora desde el fin del período finalizado el 31 de marzo de 2024:

Descubrimiento Petrolero en Ecuador

La Sociedad informó mediante hecho relevante cargado en la AIF bajo ID N° 3191184 que al 30 de abril de 2024 PCR-ECUADOR ha finalizado la perforación de tres pozos denominados VHR Sur 01, VHR SUR 02 y VHR SUR 03. Luego de llevadas adelante ciertas pruebas, estudios y análisis preliminares, PCR-ECUADOR ha confirmado la presencia de hidrocarburos en el pozo VHR SUR 01 con resultados positivos. Por lo tanto, se realizarán pruebas extendidas durante un periodo de 90 días, a partir del mes de mayo de 2024. Actualmente la Emisora está realizando la terminación del pozo VHR SUR 02 e inmediatamente procederá a la terminación del pozo VHR SUR 03 dando, de esta forma, total cumplimiento al compromiso de inversión en el bloque 90 - Sahino.

Aprobación de Estados Financieros al 31 de marzo de 2024

La Sociedad informó mediante hecho relevante cargado en la AIF bajo ID N° 3196948 que el Directorio de la Emisora ha resuelto aprobar los Estados Financieros correspondientes al 31 de marzo de 2024 en fecha 10 de mayo de 2024.

Firma de Contratos de Participación para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Saywa y VHR en Ecuador

La Sociedad informó mediante hecho relevante cargado en la AIF bajo ID N° 3202239 que en fecha 17 de mayo de 2024, PCR-ECUADOR suscribió con el Estado Ecuatoriano, por intermedio de su Ministerio de Energía y Minas, dos Contratos de Participación para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques 93-Saywa y 97-VHR Este, ubicados en la provincia de Sucumbíos en la región amazónica de Ecuador que fueron adjudicados por el Ministerio de Energía y Minas, en el marco de la XIII Ronda de Licitación de bloques petroleros (la Ronda Intracampos II) convocada por el Comité de Licitación Hidrocarbúfera (COLH). Una vez que dichos contratos entren en vigencia (mediante su inscripción en el Registro de Hidrocarburos lo que se estima ocurrirá dentro de los próximos 30 días), PCR pasará a detentar, de manera indirecta a través de su subsidiaria PCR-ECUADOR, el 100% de los intereses de los Contratos de Participación para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los bloques 93-Saywa y 97-VHR Este. Los contratos contemplan un período de exploración de cuatro años, con posibilidad de extender hasta dos años adicionales, y un período de explotación de veinte años.

Decreto de necesidad y urgencia N° 70/2023 denominado “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina”

El día 21 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el decreto de necesidad y urgencia N° 70/2023 denominado “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina” (el “**DNU 70**”) que introdujo reformas de relevancia en diversos regímenes normativos vinculados a distintas materias. Las reformas introducidas por el DNU 70 se basan en tres ejes centrales, de acuerdo con lo que se indica en su redacción: (i) se declara la emergencia económica, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, (ii) se promueve la desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, y (iii) se busca fomentar un mayor relacionamiento comercial de la República Argentina con la comunidad internacional. El DNU 70 entró en vigencia a los ocho (8) días corridos de su publicación en el Boletín Oficial, es decir, el 29 de diciembre de 2023.

Entre los principales puntos del DNU 70, cabe destacar las siguientes modificaciones:

1) En materia de energía, bajo el título VIII, se derogan (i) la Ley N° 25.822 (Plan Federal de Transporte Eléctrico); (ii) el Decreto N° 1060/00 relativo a contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles; (iii) el Decretos N° 1491/02 de contratos de exportación de energía eléctrica por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación; (iv) el Decreto N° 634/03 de ampliaciones de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal; y (v) el Decreto N° 311/06 que aprobó el otorgamiento de préstamos reintegrables del tesoro nacional al fondo unificado creado por la Ley N° 24.065 destinados al sostenimiento del sistema de estabilización de precios en el mercado eléctrico mayorista.

Adicionalmente, se introducen las siguientes modificaciones al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica, aprobado por la Ley N° 27.424: (a) Se derogan los arts. 16 a 37 de la ley, relativos a (i) la creación del fondo fiduciario público denominado Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (“**FODIS**”); (i) los beneficios promocionales a ser implementados a través del FODIS; y la creación del Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (“**FANSIGED**”); (b) Se faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. El beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, que será establecido por la reglamentación. Para calcular el costo de los consumos básicos se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro; y (c) se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos para materializar la asignación y percepción de subsidios por parte de los usuarios.

2) En materia de desregulación económica, entre otros puntos, se derogaron las siguientes leyes y/o artículos:

- (i) Ley N° 26.992 – Ley de Observatorio de Precios, que creaba el Observatorio de Precios cuyo objeto era monitorear, relevar y sistematizar los precios y la disponibilidad de insumos, bienes y servicios que son producidos, comercializados y prestados en el territorio de la Nación y le permitía a dicho Ente recomendar requerimientos de información particulares a las empresas;
- (ii) Ley N° 27.221 – Ley de Locación de Inmuebles con fines turísticos, que establecía que los contratos de locación de inmuebles que se celebren con fines turísticos, descanso o similares y cuyo plazo sea inferior a tres (3) meses se regirán por las normas aplicables al contrato de hospedaje. De este modo, a partir de ahora se les aplican idénticas normas a todos los contratos de locación (principio de libertad de contratación entre las partes);
- (iii) Ley N° 27.545 – Ley de Góndolas, a partir de la cual se establecían determinadas reglas para la exhibición de alimentos, bebidas, productos de higiene personal y artículos de limpieza del hogar en las góndolas de los comercios;
- (iv) Ley N° 20.680 – Ley de Abastecimiento, que le otorgaba a la Secretaría de Comercio la facultad de imponer severas medidas regulatorias como, por ejemplo, la fijación de precios mínimo o máximos (o márgenes de rentabilidad), o la obligación de producir, distribuir y comercializar en niveles o cuotas establecidas por aquélla; ello, además de las sanciones de naturaleza pecuniaria allí establecidas;
- (v) Artículo 2 de la ley N° 21.799 - Carta orgánica del Banco de la Nación Argentina, que establecía que los depósitos judiciales de los Tribunales Nacionales en todo el país (excepto en jurisdicción de la Capital Federal) y ciertos depósitos de fondos en moneda extranjera de organismos del Estado Nacional o empresas con participación estatal, debían hacerse en el Banco de la Nación Argentina;
- (vi) Artículos 5, 7, 8, 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de Ley N° 25.065 - Ley de Tarjetas de Crédito. El DNU 70 sustituyó una serie de artículos de la mencionada ley, y redefinió el sistema de Tarjeta de Crédito, estableciendo nuevas regulaciones, incluyendo la obligación de divulgar la tasa de financiación, la no capitalización de intereses punitivos y la emisión de resúmenes mensuales detallados; y
- (vii) Artículos 3, 4, 23, 26 y 29 de la Ley N° 9.643 - Ley de Operaciones de crédito mobiliario realizadas por medio de certificados de depósito y warrant, sustituyendo una serie de artículos que regulan las operaciones de crédito mobiliario.

3) En materia de reforma del estado, entre otros puntos, se resolvió la derogación de los siguientes cuerpos normativos:

- (i) Decreto-Ley N° 15.349/46 - Régimen de sociedades de economía mixta;
- (ii) Ley N° 13.653 - Régimen de funcionamiento de empresas del Estado;
- (iii) Ley N° 14.499 - Ley de haberes a los jubilados y pensionados aplicables a cajas nacionales; y
- (iv) Ley N° 20.705 - Ley de sociedades del Estado.

Adicionalmente, se introdujeron ciertas modificaciones a la ley N° 23.696 y a la ley N° 19.550 en relación con la transformación de empresas del Estado en sociedades anónimas. Las sociedades o empresas con participación del Estado se transformarán en sociedades anónimas y estarán sujetas a las prescripciones de la Ley N° 19.550, en igualdad de condiciones con las sociedades sin participación estatal y sin prerrogativa pública alguna. Se modifica el inc. 3 del art. 299 de la Ley N° 19.550, estableciendo que las sociedades de participación estatal estarán sujetas a fiscalización estatal permanente. A su vez, las empresas en las que el Estado Nacional sea parte no gozarán de ninguna prerrogativa de derecho público ni podrá el Estado Nacional disponer ventajas en la contratación o en la compra de bienes y servicios, ni priorizar u otorgar beneficios de ningún tipo, alcance o carácter en ninguna relación jurídica en la que intervenga.

4) En materia laboral, se realizaron modificaciones a las siguientes leyes, entre otras:

- (i) Ley N° 24.013 – Registro Laboral
- (ii) Ley N° 20.744 – Ley de Contrato de Trabajo
- (iii) Ley N° 14.250 – Convenciones Colectivas de Trabajo
- (iv) Ley N° 23.551 – Asociaciones Sindicales
- (v) Ley N° 27.555 – Régimen Legal del Contrato de Teletrabajo.

Con fecha 30 de enero de 2024, la Cámara del Trabajo resolvió el amparo planteado por la Confederación General del Trabajo (la “CGT”) declarando la inconstitucionalidad del capítulo 4 (correspondiente a la sección laboral) del DNU 70. No obstante, la presente sentencia no se encuentra firme.

5) Por otra parte, bajo el Título X “Justicia” del DNU 70 se derogó la Ley Nacional N° 27.551 - Ley de Alquileres, que había sido dictada en el año 2020 y se introdujeron modificaciones en el Código Civil y Comercial de la Nación, según lo que se indica a continuación:

- (i) Se modifican los artículos 765 y 766, relativos 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 la República Argentina, y (ii) que los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes;
- (ii) Se modifica el artículo 958 relativo a la libertad de contratación, estableciendo que (i) las partes son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido dentro de los límites impuestos por la ley o el orden público, y (ii) que las normas legales siempre son de aplicación supletoria a la voluntad de las partes, aunque la ley no determine en forma expresa para un tipo contractual determinado, salvo que la norma sea expresamente imperativa y siempre con interpretación restrictiva;
- (iii) Se modifica el artículo 960, estableciendo que los jueces no tendrán facultades para modificar las estipulaciones de los contratos, excepto que sea a pedido de una de las partes cuando lo autoriza la ley.

6) Asimismo, mediante el DNU 70 se introdujeron modificaciones en materia de comercio exterior, (incluyendo modificaciones al Código Aduanero), bioeconomía, minería, aerocomercio, salud, comunicación y turismo, entre otros.

La facultad de emitir decretos de necesidad y urgencia se trata de una disposición de carácter legislativo reconocida al Presidente de la Nación a través del artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional y que solo puede utilizarse en aquellas circunstancias excepcionales o de emergencia en las que resulta imposible seguir los trámites ordinarios de sanción de leyes.

En este sentido, en tanto se trata de una medida de carácter excepcional, este tipo de decretos deben ser decididos en acuerdo general de ministros y contar con el refrendo conjunto de los mismos y del jefe de gabinete.

Una vez emitido, el DNU 70 fue sometido a la consideración de la Comisión Bicameral Permanente del Poder Legislativo, que debía expedirse respecto de su validez en idéntico plazo y elevar sus conclusiones al plenario de cada Cámara para su tratamiento. Sin embargo, se venció el plazo sin que sus conclusiones hayan sido elevadas al plenario, por lo que las Cámaras podrán abocarse a su tratamiento.

El Congreso Nacional tiene la facultad de rechazar el decreto de necesidad y urgencia, para lo cual requiere el rechazo expreso de ambas Cámaras. Es decir, si sólo una de las Cámaras expresa su rechazo, el Decreto mantiene su vigencia. Lo mismo sucede si alguna de las Cámaras no se pronuncia al respecto. A su vez, cabe aclarar que el Congreso puede aprobar o rechazar el Decreto en su totalidad, pero no puede introducir enmiendas, agregados o modificaciones. Actualmente, el DNU 70 fue rechazado por la Cámara de Senadores el 14 de marzo de 2024 y queda sujeto al pronunciamiento de la Cámara de Diputados.

En el hipotético caso de rechazarse el Decreto, dicho rechazo produce efectos a partir de ese momento y no de forma retroactiva, por lo que quedan a salvo los derechos adquiridos durante su vigencia.

Adicionalmente, en fecha 26 de diciembre de 2023, mediante el decreto 76/2023, el presidente Javier Milei convocó al Honorable Congreso de la Nación a Sesiones Extraordinarias desde el 26 de diciembre de 2023 hasta el 31 de enero de 2024. Mediante el decreto 57/2024, de fecha 22 de enero de 2024, el Gobierno prorrogó el período de Sesiones Extraordinarias hasta el 15 de febrero de 2024.

Dentro de los asuntos comprendidos que fueron tratados en el mencionado período, se destacan, entre otros, los siguientes proyectos de ley:

- Proyecto de Ley de reforma de las funciones del Estado.
- Proyecto de Ley modificatorio de su similar N° 19.945 respecto de establecer la Boleta Única de Papel
- Proyecto de “Ley de Impuestos a Ingresos Personales”
- Proyecto de Ley por el cual se solicita autorización para que el señor Presidente de la Nación pueda ausentarse del país durante el año 2024, cuando razones de gobierno lo requieran.

- Proyectos de ley para evitar la doble imposición con respecto a los Impuestos sobre la Renta y la Prevención de la Evasión y la Elusión Fiscal entre Argentina y los siguientes países: Japón, el Gran Ducado de Luxemburgo, la República Popular China y la República de Turquía.
- Proyecto de Ley por el cual se aprueba el Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre la República Argentina y los Emiratos Árabes Unidos, suscripto en la ciudad de Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, el 16 de abril de 2018.

Aprobación del Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”.

El 27 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el mensaje 7/2023, remitió al Congreso de la Nación el Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (el “**Proyecto de Ley**”)

El Proyecto de Ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, social, previsional, de seguridad, defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 prorrogables por dos años adicionales y delega una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional hasta tanto dure la emergencia.

Mediante el Proyecto de Ley, en su primera presentación, se han propuesto una serie de modificaciones con el objetivo de promover la libertad económica, la protección del derecho de propiedad, la producción y el desarrollo, junto con el impulso de la interacción libre entre la oferta y la demanda como modo de ordenamiento y reactivación de la economía. Además, se planteó la reconsideración de las funciones del Estado en los distintos sectores de la sociedad.

En su primera presentación al Congreso, el Proyecto de Ley promovía, entre otras cuestiones:

- La ampliación de facultades del Poder Ejecutivo Nacional en el marco de la emergencia declarada a los efectos de que pueda concentrar en un solo régimen el sistema nacional de contrataciones públicas y que posea facultades para reorganizar la Administración Pública Nacional;
- En línea con el punto anterior, atendiendo la necesidad de concentrar la actividad del Estado en sus funciones esenciales, se dispone la privatización de determinadas empresas públicas, en los términos y con los efectos de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado. Dentro de las empresas detalladas en el Anexo I del Proyecto de Ley, cabe mencionar:
 - 1) YPF S.A.
 - 2) Aerolíneas Argentinas S.A.
 - 3) Agua y Saneamientos Argentinos S.A.
 - 4) Banco de la Nación Argentina
- Por otra parte, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a disponer por razones de emergencia la renegociación o en su caso rescisión de los contratos de cualquier tipo que generen obligaciones a cargo del Estado, celebrados con anterioridad al 10 de diciembre de 2023 por cualquier órgano o ente descentralizado de la Administración Pública nacional, con excepción de los contratos suscritos en virtud de los procesos de privatización autorizados por la Ley N° 23.696 y que estén regidos en sus prestaciones por marcos regulatorios establecidos por ley; así como por aquéllos que cuenten con financiamiento internacional;
- La actualización de la Ley General de Sociedades N° 19.550. Entre las modificaciones más relevantes, el Proyecto de Ley propone la incorporación como sociedad unipersonal a las sociedades de Responsabilidad Limitada, a fin de facilitar la radicación de empresas extranjeras y se derogan todas las formas societarias especiales con participación estatal, ya que las mismas se transforman en sociedades anónimas de derecho privado.
- La creación del Régimen de Regularización de Obligaciones Tributarias, Aduaneras y de la Seguridad Social con el fin de lograr el pago voluntario de las obligaciones. En este marco, se prevé la posibilidad de que los contribuyentes y responsables se acojan al régimen, obteniendo distintos beneficios según la modalidad de la adhesión y el tipo de deuda que registren.
- La consolidación en el Estado Nacional de las tenencias de títulos de deuda pública de titularidad de las entidades del Sector Público Nacional comprendido en el artículo 8° de la Ley No. 24.156, y el Fondo de Garantía de la Sustentabilidad creado por el Decreto No. 897/2007.
- Se propusieron una serie de modificaciones a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la “LH”).

- La modificación de la ley N° 26.741, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Se deroga el art. 1°, que declaraba de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.
- A los efectos de cumplir con los objetivos de emisiones netas absolutas de Gases Efectos Invernadero (GEI) comprometidos por la República Argentina en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional en el marco del Acuerdo de París, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a asignar derechos de emisión de GEI a cada sector y subsector de la economía compatibles con el cumplimiento de las metas de emisiones de GEI comprometidas por el país para el 2030 y sucesivas.
- La creación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) por medio del cual se otorgarán incentivos a los titulares y/u operadores de grandes inversiones en proyectos nuevos o ampliaciones de existentes que adhieran a dicho régimen.
- Por último, se ratifica el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/23.

En posteriores presentaciones al Congreso de la Nación, el Gobierno Nacional propuso modificaciones al Proyecto de Ley tras el debate legislativo, entre ellas se promovió:

- La exclusión de YPF S.A. del listado de empresas públicas a ser privatizadas
- La privatización parcial de Banco de la Nación Argentina, de Empresa Argentina de Soluciones Satelitales Sociedad Anónima AR-SAT (ARSAT) y de Nucleoeléctrica Argentina S.A.; las empresas previamente mencionadas seguirán sujetas a control estatal.
- Mantener sometidas al proceso de privatización a las empresas listadas en el Anexo I del Proyecto de Ley, y a aquellas indicadas en el Anexo II del Proyecto de Ley con ciertas restricciones.

Después de intensas negociaciones y cambios de último minuto solicitados por la oposición, el Gobierno presentó la versión final del Proyecto de Ley que se debatió en la Cámara de Diputados donde se han eliminado, entre otras cuestiones, el capítulo fiscal, excluyendo temas como el blanqueo de capitales, aumento de retenciones, moratoria y cambios en la ley de impuesto a las ganancias y en la fórmula jubilatoria. Se retiró también la suspensión de la fórmula de movilidad y la propuesta de modificación del impuesto a las ganancias. La iniciativa original elevaba los derechos de exportación, pero este aspecto fue eliminado debido a desacuerdos en el capítulo económico. Se redujeron de 11 a 9 las emergencias declaradas (no se declara emergencia en materias de defensa, social o sanitaria), y se mantuvieron cambios en salud pública, defensa de la competencia, hidrocarburos, biocombustibles y otros, mientras se excluyeron al Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria y al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de las facultades de disolución. Además, se limitaron las facultades sobre prórroga de jurisdicción y rescisión de contratos.

El Proyecto de Ley fue aprobado en general por la Cámara de Diputados. Sin embargo, durante el tratamiento en específico el 6 de febrero de 2024, el presidente del bloque del oficialismo presentó una moción para que un artículo del Proyecto de Ley vuelva a ser tratado en comisión y la moción fue aceptada, por lo que debía ser tratado nuevamente en comisión y luego por la Cámara de Diputados bajo el trámite ordinario como si no hubiese recibido sanción alguna.

El 9 abril de 2024, el oficialismo presentó el borrador final del Proyecto de Ley tras negociar con gobernadores y bloques aliados. Dentro de los puntos principales, se destacan:

- La declaración de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año;
- La reducción del listado de las empresas a ser privatizadas total y parcialmente;
- El dictado de la “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes”; y
- La restitución de la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias.

El 30 de abril de 2024, el Proyecto de Ley y el proyecto de reforma tributaria “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes” obtuvieron media sanción en la Cámara de Diputados.

Con fecha 30 de mayo de 2024, tanto el Proyecto de Ley como el proyecto de reforma tributaria “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes” obtuvieron dictamen de mayoría en la Cámara de Senadores de la Nación. En este sentido, con fecha 6 de junio de 2024, la presidente de la Cámara de Senadores de la Nación decretó citar a los senadores de la nación para tratar en el recinto el Proyecto de Ley y el proyecto de reforma tributaria “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y

Relevantes”.

El 12 de junio de 2024, el Proyecto de Ley y el proyecto de reforma tributaria “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes” fue aprobado en general y en particular por la Cámara de Senadores de la Nación luego de que la presidente de dicha Cámara emitiera su voto positivo a los fines de desempatar el resultado que se había obtenido de los senadores de la Nación. La aprobación del Proyecto de Ley incluyó ciertas modificaciones que fueron introducidas por la Cámara de Senadores de la Nación, por lo tanto, el Proyecto de Ley debió ser tratado nuevamente por la Cámara de Diputados que podía aprobar dichos cambios, rechazarlos o insistir con la versión que había obtenido media sanción en abril del presente año.

El 28 de junio de 2024, la Cámara de Diputados aprobó las modificaciones que realizó la Cámara de Senadores al Proyecto de Ley, por lo cual el texto logró una sanción definitiva. A su vez, en la misma fecha la Cámara de Diputados sancionó definitivamente el proyecto de reforma tributaria “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes” y logró reincorporar el capítulo de impuesto a las ganancias y de bienes personales, que había sido rechazado por la Cámara de Senadores.

El impacto que dicha aprobación pueda tener sobre nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones continúa siendo incierto. Tampoco es posible garantizar que distintos partidos de la oposición continúen impulsando una agenda contraria a los intereses del Poder Ejecutivo.

h) Obligaciones Negociables

A la fecha del presente Prospecto, PCR ha emitido un total de 14 clases de Obligaciones Negociables (incluyendo obligaciones negociables originales y adicionales) bajo su Régimen de Emisor Frecuente de las cuales 6 clases (incluyendo obligaciones negociables originales y adicionales) se encuentran vigentes, conforme se describe a continuación. Nótese que lo antedicho no incluye las Obligaciones Negociables emitidas por PCR bajo su Programa de Obligaciones Negociables, de las cuales no hay ninguna en circulación, ni tampoco las emitidas por su subsidiaria Luz de Tres Picos. En este sentido el capital emitido de las clases de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente representa un monto equivalente a U\$S 450.170.839 (con aquellas obligaciones negociables integradas en pesos convertidas al Tipo de Cambio Inicial respectivo).

Obligaciones Negociables	Capital emitido a la fecha del presente Prospecto (en millones de U\$S)	Capital en circulación		Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
		Capital emitido a la fecha del presente Prospecto (en millones de U\$S)	Capital en circulación a la fecha del presente Prospecto (en millones de U\$S)			
Clase A*	U\$S 36.316.614	U\$S 0	U\$S 0	4%	27/10/2020	27/10/2023
Clase D*	U\$S 30.119.338	U\$S 0	U\$S 0	9%	29/01/2021	29/01/2023
Clase E*	U\$S 13.371.151	U\$S 0	U\$S 0	4,75%	15/03/2021	15/03/2024
Clase E Adicionales*	U\$S 19.312.983	U\$S 0	U\$S 0	4,75%	31/05/2021	15/03/2024
Clase F*	U\$S 11.694.859	U\$S 0	U\$S 0	Badlar + 4%	15/03/2021	15/03/2022
Clase G*	U\$S 6.129.276	U\$S 0	U\$S 0	Badlar + 4,50%	31/05/2021	31/05/2022
Clase H	U\$S 50.000.000	U\$S 50.000.000	U\$S 50.000.000	0,99%	17/12/2021	17/12/2024
Clase I*	U\$S 13.317.848	U\$S 0	U\$S 0	Badlar + 0,00%	19/07/2022	19/07/2023
Clase J*	U\$S 33.551.037	U\$S 0	U\$S 0	Badlar + 0,00%	19/07/2022	19/01/2024
Clase K	U\$S 60.000.000	U\$S 60.000.000	U\$S 60.000.000	0,50%	07/12/2022	07/12/2026
Clase K Adicionales	U\$S 18.000.000	U\$S 18.000.000	U\$S 18.000.000	0,50%	16/05/2023	07/12/2026
Clase L	U\$S 38.674.437	U\$S 38.674.437	U\$S 38.674.437	Badlar + 3%	15/02/2023	15/08/2024
Clase M*	U\$S 9.884.646	U\$S 0	U\$S 0	Badlar + 2,97%	16/05/2023	16/05/2024
Clase N	U\$S 24.803.101	U\$S 24.803.101	U\$S 24.803.101	0,00%	16/05/2023	16/05/2025
Clase O	U\$S 60.000.000	U\$S 60.000.000	U\$S 60.000.000	0,00%	22/09/2023	22/09/2027
Clase P	U\$S 24.995.549	U\$S 24.995.549	U\$S 24.995.549	Badlar + 0,00%	01/03/2024	01/03/2025

(*) ONs vencidas a la fecha.

Para mayor información acerca del monto en circulación remanente de las Obligaciones Negociables de la Sociedad, por favor véase la sección; “IX. Políticas de la Emisora; Financiamiento” del presente Prospecto.

i) Gastos de Emisión

En el Suplemento de Prospecto correspondiente se detallarán los gastos de emisión de las Obligaciones Negociables respectivas en los términos del Artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables, incluyendo sin limitación, (i) honorarios de auditores y asesores, (ii) costos de calificación de las Obligaciones Negociables, (iii) comisiones de los colocadores, (iv) aranceles y tasas, etc.

j) Documentos a Disposición

El presente Prospecto y los estados financieros incorporados por referencia en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en la sede social de la Compañía, sita en Alicia Moreau de Justo 2030/50, 3° piso, of. 304, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, en su página web www.pcr.energy, y en la página web de la CNV www.argentina.gob.ar/cnv en el ítem “Empresas – Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Información Financiera”, en la página web de BYMA www.byma.com.ar y en la página web del MAE www.mae.com.ar

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Antes de tomar una decisión de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en los Suplementos correspondientes (complementados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y demás documentos correspondientes).

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Sociedad, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este prospecto revestirán el carácter de “obligaciones negociables simples no convertibles en acciones” según la Ley N° 23.576 y sus modificatorias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”) y tendrán derecho a los beneficios establecidos en dicha ley y estarán sujetas a sus requisitos de procedimiento. Las obligaciones negociables colocadas a través de una oferta pública en Argentina se ajustarán a las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales y a las normas de la Comisión Nacional de Valores (según T.O. por la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias y complementarias) (las “**Normas de la CNV**”).

Las Obligaciones Negociables (a) se encuentran excluidas del Sistema de Seguro de Garantía de los Depósitos de la Ley N° 24.485; (b) no cuentan con el privilegio general otorgado a los depositantes en caso de liquidación o quiebra de una entidad financiera por los artículos 49, inciso (e), apartados (i) y (ii) y 53, inciso (c) de la Ley de Entidades Financieras; y (c) constituyen obligaciones directas, incondicionales, no subordinadas y con garantía común de PCR.

La Compañía es una sociedad anónima constituida en la Argentina, de acuerdo con la Ley General de Sociedades N° 19.550 (con sus modificatorias, la “**Ley General de Sociedades**”), conforme a la cual los accionistas limitan su responsabilidad a la integración de las acciones suscriptas. Por consiguiente, y en cumplimiento de la Ley N° 25.738, ningún accionista de PCR (ya sea extranjero o nacional) responde en exceso de la citada integración accionaria, por obligaciones emergentes de las operaciones concertadas por PCR.

A la fecha del presente Prospecto, no ha habido cambios sustanciales en la situación patrimonial y financiera de la Emisora y la Emisora no adeuda ni se encuentra en mora de pagos de amortizaciones de capital y/o de intereses de valores negociables con oferta pública.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente y la emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta U\$S295.000.000 (Dólares de los Estados Unidos de América doscientos noventa y cinco millones) o su equivalente en otras monedas, las cuales podrán ser emitidas en tramos, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, sin posibilidad de re-emisión, fueron resueltas por el Directorio de la Emisora en sus reuniones de fechas 27 de julio de 2020 y 19 de agosto de 2020. La actualización del Prospecto y la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 23 de abril de 2021. La autorización de oferta pública de Obligaciones Negociables, sin posibilidad de reemisión, por el monto de hasta U\$S600.000.000 (Dólares de los Estados Unidos de América seiscientos millones) o su equivalente en otras monedas, las cuales podrán ser emitidas en tramos, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fue otorgada por la Disposición N° DI-2021-14-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 16 de mayo de 2021. El 23 de abril de 2021, el Directorio de la Sociedad resolvió el aumento del monto máximo de emisión de obligaciones negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente por la suma de U\$S305.000.000, por lo que el monto total de emisión de obligaciones negociables ascendió de la suma de U\$S295.000.000 a la suma de U\$S600.000.000. La actualización del Prospecto y la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 24 de abril de 2023. La autorización de la ratificación de la condición de emisor frecuente de PCR para la oferta pública de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente, por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta un valor nominal de U\$S200.000.000 (Dólares de los Estados Unidos de América Estadounidenses doscientos millones) o su equivalente en otras monedas, a

ser emitidas en tramos y sin posibilidad de reemisión, fue otorgada por la Disposición N° DI-2023-16-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 5 de mayo de 2023.

No se ha autorizado, a ningún organizador, agente colocador y/o cualquier otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes organizadores o agentes colocadores.

Ni este Prospecto ni los Suplementos correspondientes constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

En caso de distribuirse versiones preliminares del Prospecto (con la leyenda correspondiente), conforme lo previsto en el Artículo 8, Sección II, del Capítulo IX, del Título II de las Normas de la CNV, el mismo será confeccionado por la Compañía únicamente para ser utilizado en relación con la colocación de las Obligaciones Negociables descriptas en ese documento. La recepción de dicho documento preliminar es personal para cada destinatario de la oferta y no constituye una oferta a ninguna otra persona o al público en general para que suscriban o de otro modo adquieran las Obligaciones Negociables. La distribución de dicho documento preliminar a cualquier persona distinta del destinatario de la oferta y de las personas, en su caso, contratadas para asesorar a dicho destinatario de la oferta en relación con los títulos no está autorizada, y cualquier manifestación de cualquier parte de su contenido, sin el previo consentimiento por escrito de la Compañía, está prohibida. Cada destinatario de la oferta preliminar, al aceptar recibir dichos documentos preliminares, acuerda lo manifestado en este párrafo y a no distribuir ningún documento allí mencionado.

La información contenida en el presente Prospecto corresponde a las fechas consignadas en el mismo y podrá sufrir cambios en el futuro. La entrega de este Prospecto no implicará, bajo ninguna circunstancia, que no se han producido cambios en la información incluida en el Prospecto o en la situación de la Compañía con posterioridad a la fecha del presente.

La Emisora es responsable por la información consignada en el Prospecto. El Directorio de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene e incorpora, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor, conforme las normas vigentes. Respecto a toda información incluida en este Prospecto con referencia a determinada fuente, se hace la salvedad que la Emisora sólo responde por la exactitud en la mención de la fuente.

De conformidad con la Resolución General N°917 de la CNV, el público inversor deberá considerar que la Emisora cumple con los requisitos previstos en el Decreto N° 621/2021. Sin embargo, cabe destacar que en caso de que la Sociedad realice una emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa que no se ajuste a las condiciones dispuestas en el artículo sin número a continuación del artículo 80 de la Reglamentación de la Ley de Impuesto a las Ganancias (texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, aprobada por el artículo 1° del Decreto N° 862 del 6 de diciembre de 2019 y modificada por el Decreto N° 336 del 24 de mayo de 2021), no resultará de aplicación la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias relacionada a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina y la República del Ecuador ("Ecuador") ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas y la Compañía no es responsable de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituye una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto

contiene resúmenes con respecto a términos de ciertos documentos propios que la Compañía considera precisos. Copias de dichos documentos serán puestas a disposición del inversor, si así lo solicitara, para completar la información resumida en el presente. Dichos resúmenes se encuentran condicionados en su totalidad a dichas referencias.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS AGENTES COLOCADORES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O DE UN TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE AQUELLAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE LA CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR LAS ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS. LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En caso que la Sociedad se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables. Para mayor información ver *“Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables – 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 el presente Prospecto.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, la Emisora y los agentes colocadores tendrán las obligaciones y responsabilidades que a cada uno imponen los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. Según lo establece el referido artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Adicionalmente, conforme lo previsto en el artículo 120 de la mencionada ley, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Los directores y síndicos de la Emisora son ilimitada y solidariamente responsables por los perjuicios que la violación de las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables produzca a los obligacionistas, ello atento lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Toda persona que suscriba las Obligaciones Negociables reconoce que se le ha brindado la oportunidad de solicitar a la Emisora, y de examinar, y ha recibido y examinado, toda la información adicional que consideró necesaria para verificar la exactitud de la información contenida en el presente, y/o para complementar tal información.

Los Agentes de Negociación y Agentes de Liquidación y Compensación deberán solicitar a sus clientes, previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP), creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17 de mayo de 2020 y modificatorias. Asimismo, dicha declaración jurada deberá incluir la mención de que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

En caso de que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, la Compañía podrá preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán solamente información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

INFORMACIÓN RELEVANTE

Aprobaciones Societarias

La inscripción de la Emisora en el Régimen de Emisor Frecuente fue aprobada en la reunión del Directorio de la Sociedad de fecha 27 de julio de 2020. El aumento del monto máximo de emisión a la suma de U\$S600.000.000 fue aprobada en la reunión del Directorio de la Sociedad de fecha 23 de abril de 2021. La actualización del presente Prospecto y la ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de U\$S 149.800.000 (Dólares de los Estados Unidos de América ciento cuarenta y nueve millones ochocientos mil) o su equivalente en otras monedas fue resuelto por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 30 de abril de 2024, cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3191000.

Ciertos Términos Definidos

En este Prospecto, los términos “PCR”, la “Sociedad”, la “Compañía”, y la “Emisora” significan, a menos que se indique lo contrario, Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y sus subsidiarias. Los términos “Ps.” “\$” o “Pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “U\$S” y “Dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía de la Argentina, el término “Ministerio de Energía” o “MEyM” se refiere al ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente Secretaría de Gobierno de Energía), el término “ex Secretaría de Energía” refiere a la antigua Secretaría de Energía de la Nación Argentina, los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “BYMA” se refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., el término “CNV” se refiere a la Comisión Nacional de Valores, el término “MAE” refiere al Mercado Abierto Electrónico S.A., el término “AFCP” se refiere a la Asociación de Fabricantes de Cemento Portland de Argentina, el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “ENARGAS” se refiere al Ente Nacional Regulador del Gas de la Argentina, el término “IAPG” se refiere al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina y el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley N° 19.550 de sociedades y sus modificatorias. La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y cemento de Argentina. Véase “Glosario de Términos Técnicos”.

Datos de Mercado

La Compañía ha extraído la información sobre el mercado, la industria y las posiciones competitivas que se emplean a lo largo de este Prospecto de sus propias estimaciones e investigación interna, como así también de fuentes gubernamentales y de publicaciones de la industria, entre ellos información confeccionada por el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Economía, el Banco Nación, la Secretaría de Energía, el ENARGAS, la AFCP, el IAPG, CAMMESA, el Instituto Argentino de Mercado de Capitales y el Banco Central de Ecuador. Si bien la Compañía considera que esta información es confiable, la Compañía no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de terceras fuentes. Adicionalmente, si bien la Compañía considera que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente.

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

/d.....	Por día
Acre.....	Equivale a 4.047 metros cuadrados
Acres brutos o pozos brutos	La totalidad de acres o pozos, según corresponda, en los cuales se posea una participación de interés
Acres netos o pozos netos	Los acres o pozos brutos, según corresponda, multiplicados por las participaciones de interés poseídas
API	Instituto Americano de Petróleo o "API" según sus siglas en inglés (<i>American Petroleum Institute</i>)
Área Desarrollada	El número de acres destinados o susceptibles de producir pozos productivos
Barril o Bbl.....	Un barril equivalente a 0,1589825 metros cúbicos
Barriles de Petróleo Equivalente o Boe..	160,2167 metros cúbicos, determinados utilizando un factor de 5.658 pies cúbicos de gas natural por barril de petróleo crudo
Bpd	Barriles por día
Brent	Precio de referencia del barril de petróleo o crudo internacional
CIF	Costo, Seguro y Flete (<i>cost insurance and freight</i>)
FOB.....	Libre a bordo (<i>Free on Board</i>)
Km	Kilómetros
Km ²	Kilómetros cuadrados
Kuwait Export	Precio del petróleo crudo Kuwait
m ³	Metros cúbicos
MBbl.....	Miles de barriles
Mbpd	Miles de barriles por día
MMBbl	Millones de barriles
MBoe.....	Miles de barriles de petróleos o equivalentes
MMBOE.....	Millones de barriles de petróleos o equivalentes
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
Mpc	Miles de pies cúbicos
Mtons.....	Miles de toneladas
MW	Megavatio

Participación de interés	El interés operativo que concede a su propietario el derecho de perforar, producir y llevar a cabo actividades operativas y a recibir una porción de la producción
PBI	Producto Bruto Interno
Pie	Equivale a 0,3048 metros
Pozos de desarrollo.....	Pozos perforados dentro de un área probada de un reservorio de petróleo o gas natural, como se indica por interpretación razonable de datos disponibles, para la profundidad de un horizonte estratigráfico conocido para la producción
Pozo productivo o de producción	Un pozo que produce petróleo o gas o que es susceptible de producción, incluyendo pozos de gas esperando tuberías de conexión para comenzar la distribución y pozos petroleros esperando la conexión para las instalaciones de producción
Pozo seco	Un pozo incapaz de producir petróleo o gas natural en cantidades suficientes para justificar la terminación del pozo
SEN	Secretaría de Energía
Sísmica 3D	Datos geofísicos que representan el estrato subterráneo en tres dimensiones que proveen una interpretación más detallada y precisa del estrato subterráneo que los datos de sísmica en dos dimensiones
Unidades térmicas británicas o Btu	La cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra de agua a un grado Fahrenheit, equivalente a 0,00096993 metros cúbicos
WTI	Precio del petróleo crudo del <i>West Texas Intermediate</i>

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto contiene cierta información expresada en declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones prospectivas están basadas principalmente en actuales expectativas, estimaciones y proyecciones de la Compañía sobre hechos futuros y tendencias financieras que pueden afectar las actividades e industrias de la Compañía. Al evaluar las declaraciones sobre hechos futuros, deberán considerarse los factores descriptos en “Factores de Riesgo” y otras declaraciones precautorias incluidas en este Prospecto. Estos “Factores de Riesgo” y otras declaraciones describen circunstancias que podrían hacer que los resultados reales difieran significativamente de los expresados en cualquier declaración sobre hechos futuros. En consecuencia, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales. Si bien la Compañía considera que estas declaraciones sobre hechos futuros son razonables, éstas son efectuadas en base a información que se encuentra actualmente disponible para la Compañía y se encuentran sujetas a riesgos, incertidumbres y presunciones, que incluyen, entre otras:

- las políticas y regulaciones de los gobiernos nacionales y provinciales, entre ellas las intervenciones del estado, reglamentaciones e impuestos que afectan a la industria del petróleo y el gas e impuestos, aranceles y otras medidas que afectan la industria del cemento y al sector eléctrico;
- las condiciones macroeconómicas y microeconómicas, sociales y políticas de Argentina, Ecuador y demás países en los que la Sociedad desarrolla sus actividades, entre ellas la inflación, las fluctuaciones de la moneda, el acceso al crédito y los niveles de crecimiento, inversión y construcción;
- modificaciones en las leyes y regulaciones aplicables a los sectores de petróleo, gas y eléctrico en Argentina y Ecuador, incluyendo la oportuna recolección de las cuentas por cobrar con Petroecuador (tal como se la define más adelante) bajo los acuerdos de servicio;
- las reglamentaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos debido a la manipulación de sustancias peligrosas;
- la intensa competencia que existe en las industrias en las que opera la Compañía;
- la volatilidad de los precios del petróleo crudo, el gas natural y otros productos de petróleo a nivel internacional y local;
- los precios y la disponibilidad de energía y materia prima, como piedra caliza, para las operaciones de cemento de la Compañía;
- los riesgos operativos relacionados con la generación de energía;
- los riesgos operativos relacionados con la exploración y producción de petróleo y gas;
- las condiciones de mercado en el sector eléctrico, incluyendo cambios en el suministro y en la demanda;
- la incertidumbre respecto de las estimaciones que efectúe la Compañía sobre reservas y la capacidad de la Compañía de descubrir o adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas;
- la naturaleza cíclica de la industria del cemento;
- la incertidumbre sobre la exactitud de las presunciones de la Compañía y las estimaciones con respecto a sus recursos eólicos, velocidad del viento y factores de carga esperados en nuestros parques eólicos y en nuestros proyectos de parques eólicos;
- la habilidad de la Compañía para retener gerentes de primera línea y empleados con conocimientos técnicos esenciales;
- la capacidad de la Sociedad para cumplir con sus obligaciones bajo los PPAs que ha suscripto;

- la capacidad de la Sociedad de renovar o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en términos favorables, o en lo absoluto;
- la capacidad financiera de CAMMESA en la que el estado argentino posee una participación significativa, de cumplir con sus obligaciones de pago bajo los contratos de venta de energía (*Power purchase agreement*, “PPA” por sus siglas en inglés) de la Sociedad y la capacidad de la Sociedad de percibir puntualmente las sumas a cobrar de CAMMESA;
- otros aspectos que se detallan en la sección “Factores de Riesgo”.

Los resultados reales de la Compañía podrían ser radicalmente diferentes de los resultados que se analizan en estas declaraciones sobre hechos futuros, debido a que, por su naturaleza, estas últimas involucran estimaciones, incertidumbres y presunciones. Las declaraciones sobre hechos futuros que se incluyen en este Prospecto se emiten únicamente a la fecha del presente, y la Compañía no se compromete a actualizar ninguna declaración sobre hechos futuros u otra información a fin de reflejar hechos o circunstancias ocurridos con posterioridad a la fecha de este Prospecto. A la luz de estas limitaciones, las declaraciones referentes al futuro contenidas en este Prospecto no deberán tomarse como fundamento para una decisión de inversión.

En este Prospecto, el uso de expresiones y frases tales como “considera”, “podrá”, “debería”, “podría”, “apunta a”, “estima”, “intenta”, “prevé”, “proyecta”, “anticipa”, “planea”, “proyección” “potencial” “futuro” y “perspectiva” tiene como objeto identificar declaraciones sobre hechos futuros.

INCORPORACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto conforme el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV:

- Los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 disponibles en la página web de la CNV, ítem “Información Financiera”, bajo los IDs 3163865, 3013627 y 2865316, respectivamente.
- Los estados financieros intermedios consolidados no auditados al 31 de marzo de 2024 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023, los informes de revisión y la reseña informativa publicados en la AIF bajo el ID 3197528;
- Todas las adendas o suplementos al presente Prospecto que sean preparadas oportunamente por la Emisora;
- Con respecto a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en particular, el respectivo Suplemento de Prospecto preparado en relación con dicha Clase y/o Serie; y
- Todo otro documento a ser incorporado por referencia en cualquier Suplemento de Prospecto.

A los efectos del presente Prospecto, cualquier declaración contenida en el presente o en cualquier documento incorporado en el presente por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en el presente Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita o verbal de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar del presente Prospecto, 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 calle Alicia Moreau de Justo 2030/50, 3° piso, of. 304, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en día hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono (+5411) 5068-3000, fax (+5411) 4300-7640. Asimismo, la documentación incorporada por referencia se encontrará disponible en el sitio web institucional de la Emisora (www.pcr.energy).

EMISORA

Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.
Alicia Moreau de Justo 2030/50, 3° piso, of. 304
(C1107AFP) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

**ASESORES LEGALES
DE LA EMISORA**

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Enrique Butty 275, Piso 12°
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES

Deloitte & Co. S.A.
Della Paolera 261, Piso 4º
(C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ANEXO I

El presente Anexo I se incluye a los fines de actualizar la sección *Antecedentes Financieros* del Prospecto de fecha 3 de julio de 2024 con la información contable al 31 de marzo de 2024; y forma parte integrante del Prospecto.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

La información contable incluida en esta sección corresponde al período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 la cual es presentada en forma comparativa con el período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023. Esta información debe leerse juntamente con nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 y comparativos que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 3163865 y con nuestros estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 y comparativos y sus respectivas notas (los “Estados Financieros Intermedios”), que se encuentran publicados en la AIF bajo el ID N° 3197528, los cuales son incorporados por referencia al presente Anexo. Esta información debe leerse conjuntamente con los referidos estados financieros de la Emisora, la sección “Factores de Riesgo”, “Antecedentes Financieros” e “Información sobre la Emisora” de la Emisora.

Nuestros estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados se presentan sobre la base de la aplicación de la Norma Internacional de Contabilidad (las “NIC”) N° 34, “Información financiera intermedia”. La adopción de dicha norma, así como la de la totalidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (las “NIIF”), tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (el “IASB” por sus siglas en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (las “FACPE”) y por las Normas de la CNV.

Algunas de las cifras contenidas en este Anexo han sido objeto de ajustes por redondeo. En consecuencia, las cifras indicadas como totales pueden no coincidir debido a dicho redondeo.

Las siguientes tablas presentan una síntesis de nuestros estados de resultados y otros resultados integrales consolidados condensados intermedios para los periodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023 y los balances generales consolidados condensados al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

Nota Especial sobre Medidas No Preparadas conforme a NIIF

Este Anexo expone ciertas medidas financieras no preparadas conforme a las NIIF, entre ellas el EBITDA Ajustado Consolidado, los Préstamos Netos Consolidados, el Margen de EBITDA Ajustado Consolidado, el Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado y el Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado, que se definen a continuación.

En este Anexo, la Compañía calcula el “EBITDA Ajustado Consolidado” volviendo a sumar al resultado neto para cada período: (i) el impuesto a las ganancias; (ii) la participación de empleados en utilidades; (iii) los intereses netos; (iv) la depreciación de propiedad, planta y equipos; (v) la amortización de activos intangibles; (vi) la amortización de activos por derecho de uso; (vii) las diferencias de cambio netas; (viii) las actualizaciones financieras; (ix) otros resultados financieros netos; (x) pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo, (xi) resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda; y (xii) resultado por recompra de obligaciones negociables.

El Directorio de la Compañía considera que la información del EBITDA Ajustado Consolidado y otras medidas financieras no preparadas conforme a NIIF pueden brindar información complementaria útil para los inversores y analistas financieros en su revisión de la rentabilidad, y, por ende, la capacidad de la Compañía de atender al servicio de su deuda. Las medidas no preparadas conforme a NIIF, entre ellas el EBITDA Ajustado Consolidado, podrían no ser comparables a otras medidas de designación similar de otras compañías y presentar limitaciones como herramientas analíticas, por lo cual no deben considerarse en forma aislada o en forma sustitutiva del análisis de los resultados operativos de la Compañía informados bajo NIIF. Las medidas no preparadas conforme a NIIF, entre ellas el EBITDA Ajustado Consolidado, no constituyen mediciones del desempeño o la liquidez de la Compañía bajo NIIF, y no deben considerarse como mediciones alternativas del resultado neto o cualquier otra

medida de desempeño obtenidas de acuerdo con NIIF o como alternativas a los flujos de efectivo derivados de las actividades operativas, de inversión o de financiación.

Redondeo

La Compañía ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Anexo. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

Procesos Judiciales y Administrativos

Ocasionalmente, la Compañía se encuentra envuelta en varios procesos judiciales en razón del negocio ordinario en curso. La Compañía considera que la responsabilidad potencial con respecto a procedimientos actuales pendientes no es material al negocio de la Compañía, esto resulta de las operaciones o condición financiera. Véase la Nota 13 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

A la fecha del presente Anexo, la Compañía no tiene conocimiento de ningún proceso judicial o arbitraje o procedimiento administrativo que, de determinarse en forma desfavorable para la Compañía, tendría un efecto significativamente adverso sobre su situación patrimonial, económica o financiera o en el desarrollo de sus negocios.

Tipos de cambio

El siguiente cuadro indica los tipos de cambio anuales máximos, mínimos, promedio y “de referencia” al cierre del período para los períodos indicados, expresados en Pesos por Dólares y no ajustados por inflación. No puede garantizarse que el Peso no se deprecie o que se aprecie en el futuro.

Al 31 diciembre del año	Tipos de cambio			
	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Cierre período ⁽⁴⁾
2019.....	60,40	36,90	47,87	59,89
2020.....	84,15	59,81	71,60	84,15
2021.....	102,72	84,70	93,73	102,72
2022.....	177,12	103,04	130,80	177,12
2023.....	808,48	178,14	317,16	808,48
Mes				
Enero 2024	826,25	810,65	818,34	826,25
Febrero 2024	842,25	826,85	834,91	842,25
Marzo 2024	857,41	842,75	850,34	857,41
Abril 2024.....	876,75	861,25	868,96	876,75
Mayo 2024	895,25	878,25	886,86	895,25
Junio 2024	911,75	896,42	903,78	911,75

Fuente: Tipos de Cambio de Referencia del Banco Central (Comunicación “A” 3500 del Banco Central).

- (1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más alto durante dicho período.
- (2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio “vendedor” más bajo durante ese período.
- (3) Promedio de cotizaciones diarias al cierre.
- (4) El cierre de período indica el tipo de cambio “vendedor” al cierre de ese período.

A. ESTADOS FINANCIEROS

1. Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

Estado de Resultados

2024⁽¹⁾

2023⁽¹⁾

	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
Ingresos por ventas	103.659	91.826
Costo de ventas	(72.875)	(60.437)
Ganancia bruta	30.784	31.389
Gastos de comercialización	(4.106)	(3.173)
Gastos de exploración	(64)	(79)
Gastos de administración	(5.201)	(3.915)
Otros ingresos (egresos), netos	5.156	(1.278)
Ganancia operativa	26.569	22.944
Resultados financieros y por tenencia	42.159	(9.598)
(Pérdida) Ganancia antes de impuesto a las ganancias	68.728	13.346
Impuesto a las ganancias	(34.706)	2.146
Ganancia neta del período	34.022	15.492
Otros resultados integrales: Diferencias de conversión ⁽²⁾	(104.206)	(7.522)
Total del resultado integral	(70.184)	7.970

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

⁽²⁾ Resultado originado en la conversión de estados financieros de subsidiarias con moneda funcional dólar

2. Estado de Situación Financiera

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024⁽¹⁾	2023⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos	12.512	39.595
Inversiones en activos financieros	68.418	104.920
Cuentas por cobrar comerciales	44.227	61.306
Otros créditos	19.348	24.627
Inventarios	30.133	36.841
Otros activos financieros	75.738	58.742
Total del Activo corriente	250.376	326.031
ACTIVO NO CORRIENTE		
Otros créditos	7.092	7.497
Impuesto diferido	2.023	3.184
Inventarios	207	294
Propiedad, planta y equipo	854.935	1.132.549

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024) (en millones de Pesos)	
Activos por derecho de uso	17.842	25.400
Activos intangibles	4.422	5.269
Total del Activo no corriente	886.521	1.174.193
TOTAL DEL ACTIVO	1.136.897	1.500.224
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Deudas comerciales	31.094	40.331
Ingresos diferidos – compromisos contractuales	13.420	14.195
Pasivos por arrendamientos	2.883	4.305
Préstamos	119.250	188.774
Remuneraciones y cargas sociales	15.258	16.466
Cargas fiscales	1.982	5.623
Impuesto a las ganancias	7.026	4.804
Otros pasivos	7.910	10.282
Provisiones	701	1.033
Total del Pasivo corriente	199.524	285.813
PASIVO NO CORRIENTE		
Deudas comerciales	177	253
Ingresos diferidos – compromisos contractuales	47.633	71.920
Pasivos por arrendamientos	14.415	21.353
Préstamos	385.780	546.183
Remuneraciones y cargas sociales	5.359	7.101
Cargas fiscales	292	148
Impuesto diferido	79.867	59.767
Otros pasivos	66	94
Provisiones	82.662	116.235
Total del Pasivo no corriente	616.251	823.054
TOTAL DEL PASIVO	815.775	1.108.867
PATRIMONIO NETO		
Aportes de los accionistas	38.060	38.060
Resultados acumulados	277.619	341.901
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	315.679	379.961
Participaciones no controladoras	5.443	11.396
Total del Patrimonio neto	321.122	391.357
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	1.136.897	1.500.224

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

3. Estado de Cambios en el Patrimonio

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
Capital social	72	72
Ajuste de capital	28.725	28.725
Prima de emisión	9.263	9.263
Reservas	268.652	198.547
Resultados no asignados	15.775	94.742
Otros resultados integrales (ORI)	(6.808)	(9.195)
Participaciones no controladas	5.443	14.200
TOTAL DEL PATRIMONIO	321.122	336.354

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

4. Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
	(moneda diciembre 2024)	
	(en millones de Pesos)	
Flujo de efectivo generado por (utilizado en):		
Actividades operativas	45.137	43.944
Actividades de inversión	(22.203)	(72.829)
Actividades de financiación	(19.013)	20.033

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

B. INDICADORES FINANCIEROS

El siguiente cuadro refleja los indicadores comparativos de la Sociedad por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024	2023
RATIOS FINANCIEROS SELECCIONADOS		
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,25	1,43
Solvencia (PN / Total pasivo)	0,39	0,46
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Total activo)	0,78	0,77

Rentabilidad (Resultado neto / PN promedio)	0,10	0,05
Utilidad operativa / Ingresos por ventas y servicios	0,26	0,25

C. CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro refleja la capitalización y endeudamiento financiero bruto (excluyendo caja e inversiones de corto plazo) de la Sociedad al 31 de marzo de 2024:

	31 de marzo de 2024 (en millones de Pesos) (moneda marzo 2024)
Préstamos bancarios:	126.500
Préstamos corrientes ⁽¹⁾	17.088
Préstamos no corrientes ⁽¹⁾	109.412
Obligaciones Negociables ⁽¹⁾	378.530
Préstamos totales	505.030
Total patrimonio neto	321.122
CAPITALIZACIÓN TOTAL ⁽²⁾	826.152

(1) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

(2) La capitalización total representa los préstamos totales más el patrimonio neto.

Medidas No Preparadas conforme a NIIF

El siguiente cuadro muestra una conciliación del EBITDA Ajustado Consolidado y el resultado neto para los períodos indicados:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
(Pérdida) Ganancia neta	34.022	15.492
Impuesto a las ganancias	34.706	(2.146)
Participación de empleados en utilidades	2.016	806
Intereses, neto	(489)	1.621
Depreciación de propiedad, planta y equipo	27.521	19.810
Amortización de activos intangibles	50	43
Amortización activos por derecho de uso	598	541
Diferencias de cambio, netas	(56.727)	857
Actualizaciones financieras	1.882	1.151
Otros resultados financieros, netos	(859)	306
Pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo	64	229
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	14.070	5.663
Resultado por recompra de obligaciones negociables	(36)	-
EBITDA Ajustado Consolidado	56.818	44.373

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Los siguientes cuadros muestran una conciliación de los Préstamos Netos Consolidados con el rubro “préstamos” a las fechas indicadas:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
Préstamos⁽²⁾	(505.030)	(467.984)
Préstamos corrientes	(119.250)	(107.331)
Préstamos no corrientes	(385.780)	(360.653)
Efectivo y equivalentes de efectivo	79.462	122.590
Caja y bancos	12.512	9.924
Inversiones corrientes equivalentes de efectivo	66.950	112.666
Préstamos Netos Consolidados	(425.568)	(345.394)

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

(2) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre de cada período.

El siguiente cuadro muestra el EBITDA Ajustado Consolidado, el Margen de EBITDA Ajustado Consolidado, el Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado y el Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado para los períodos indicados.

	Al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024⁽¹⁾	2023⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos excepto en ratios y porcentajes)	
EBITDA Ajustado Consolidado ⁽²⁾	56.818	44.373
Margen de EBITDA Ajustado Consolidado ⁽³⁾	54,8%	48,3%
Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado ⁽⁴⁾	7,5	7,8
Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado ⁽⁵⁾	(84,6)	19,4

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

⁽²⁾ El EBITDA Ajustado Consolidado se calcula volviendo a sumar al resultado neto para cada período: (i) el impuesto a las ganancias; (ii) la participación de empleados en utilidades; (iii) los intereses netos; (iv) la depreciación de propiedad, planta y equipos; (v) la amortización de activos intangibles; (vi) la amortización de activos por derecho de uso; (vii) las diferencias de cambio netas; (viii) las actualizaciones financieras; (ix) otros resultados financieros netos; (x) pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo, (xi) resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda; y (xii) resultado por recompra de obligaciones negociables.

⁽³⁾ El Margen de EBITDA Ajustado Consolidado se calcula dividiendo: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el período sobre (ii) los ingresos por venta del período.

⁽⁴⁾ El Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado se calcula dividiendo: (i) Préstamos Netos Consolidados al cierre de período sobre (ii) el EBITDA Ajustado Consolidado para dicho período.

⁽⁵⁾ El Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado se calcula dividiendo: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el período sobre (ii) los intereses generados por pasivos durante dicho período.

D. Capital Social

Bajo el presente título se consigna cierta información relacionada con el capital social de la Compañía, incluidas ciertas disposiciones resumidas de los estatutos sociales de la Compañía, la Ley General de Sociedades y ciertas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas, todo ello vigente a la fecha del presente. La presente descripción no pretende ser completa y se encuentra sujeta en su totalidad por referencia a los estatutos sociales de la Compañía, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de otras leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables, incluidas las Normas de la CNV y las normas de la BCBA.

A la fecha de este Anexo, el capital social de PCR se encuentra compuesto por 72.073.538 acciones ordinarias escriturales Clase A de \$1 valor nominal cada una y con derecho a cinco (5) votos por acción. Durante los últimos tres ejercicios, no se han registrado variaciones en el capital social de PCR.

Si bien la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 29 de agosto de 2007, que decidió aumentar el valor nominal por acción de la Sociedad de \$0,01 a \$1 y en consecuencia aumentar el capital social a \$72.073.538 mediante la capitalización de \$71.352.803 de la cuenta "Ajuste de Capital" y la emisión de \$72.073.538 nuevas acciones ordinarias escriturales clase A de valor nominal \$1 y cinco (5) votos por acción, resolvió adicionalmente aumentar el capital social para ser ofrecido en el futuro mediante suscripción pública en el mercado doméstico e internacional mediante la emisión de hasta \$72.073.538 acciones clase B ordinarias escriturales de valor nominal \$1 y un (1) voto por acción, a la fecha de este Anexo el Directorio no ha implementado aún la oferta de dichos títulos.

A la fecha del presente Anexo la totalidad de las acciones emitidas y suscriptas se encuentran totalmente integradas. PCR no es poseedora, por sí misma ni por medio de subsidiarias, de ninguna de sus acciones, y no existen personas que tengan opción, o hubiesen acordado, realizar opciones sobre el capital social de PCR. La Sociedad no posee capital autorizado pero no emitido, ni compromisos de incrementar su capital social, distintos de aquellos resultantes del aumento de capital aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de

accionistas de la Sociedad de fecha 29 de agosto de 2007, que fuera ratificado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 23 de abril de 2009.

E. RESEÑA INFORMATIVA

La información financiera incluida en esta sección respecto de los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y comparativos, ha sido extraída de los estados financieros consolidados condensados intermedios al 31 de marzo de 2024 y comparativos, que se adjuntan al Anexo por referencia. Esta información debe leerse conjuntamente con los referidos estados financieros de la Emisora, sus anexos y notas y el Prospecto.

Panorama General

PCR es una compañía argentina con más de 100 años de historia que se desempeña actualmente en los siguientes rubros:

- Exploración y producción de petróleo y gas (upstream) en la cuenca Neuquina en Argentina y la cuenta Oriental en Ecuador.
- Producción y comercialización de cemento y productos derivados, en la Patagonia Argentina y Chile; y
- Generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables, en Argentina.

Presentación de la información financiera

La Compañía preparó los Estados Financieros Intermedios incluidos en el presente Anexo de conformidad con la NIC 34. La Dirección y Gerencia del Grupo definieron al peso, moneda de curso legal de la República Argentina, como la moneda funcional para PCR y las sociedades controladas que se encuentran operativas en Argentina, con excepción de Parque Eólico del Bicentenario S.A., Luz de Tres Picos S.A. y Generación Eléctrica Argentina I S.A.; las cuales han definido al dólar estadounidense como su moneda funcional al igual que las sociedades controladas por PCR con operaciones en el exterior. Para una descripción de las principales políticas contables véase “*Principales Políticas y Estimaciones Contables*” y la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Principales Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Compañía

Las operaciones de la Compañía se ven afectadas por una serie de factores, entre los que se incluyen:

- el volumen de gas natural y petróleo crudo que la Compañía produce y vende;
- la demanda de los productos derivados elaborados con el petróleo y gas natural producidos por la compañía;
- la regulación del precio del petróleo y el gas nacional por el Gobierno Nacional;
- la regulación del precio del petróleo y el gas nacional por el gobierno de Ecuador;
- los requisitos de abastecimiento de gas natural nacional establecidos por el Gobierno Nacional;
- los precios internacionales del gas natural, el petróleo crudo y otros productos relacionados con el petróleo;
- las inversiones de capital y la disponibilidad de financiamiento de la Compañía, fluctuaciones en los costos de ventas y gastos operativos;
- el cobro oportuno de las cuentas a cobrar de la Compañía, incluyendo sin limitación aquellas que la Compañía tiene con Petroecuador (tal como se define más adelante) en los contratos de servicios y con CAMMESA en los contratos de venta de energía eléctrica de fuente renovable;
- riesgos operativos, huelgas laborales y demás formas de protesta pública en Argentina y Ecuador;

- aumentos de impuestos y tarifas;
- controles cambiarios, restricciones a las transferencias en el extranjero y restricciones a las entradas y salidas de capital;
- aumentos en el costo de financiación o imposibilidad de obtener financiación conforme a términos aceptables;
- el tipo de cambio Peso/Dólar;
- la revocación de ciertas concesiones relacionadas con las áreas o los bloques respecto de los cuales la Compañía ha celebrado *joint ventures*;
- la dependencia de la infraestructura y red de logística utilizada para entregar los productos; incluyendo sin limitación la red de transporte de energía eléctrica en Argentina.
- las leyes y reglamentaciones de Argentina y Ecuador que afectan las operaciones de la Compañía; y
- las tasas de interés.

Resultado de las Operaciones

Resumen de Resultados

A continuación, en la tabla se encuentra un resumen de la información financiera consolidada que surge de las cifras incluidas en los estados financieros consolidados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 y su información comparativa del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
Ingresos por ventas por segmento		
Petróleo y Gas Argentina	44.014	39.917
Petróleo Ecuador	19.860	17.695
Cemento	12.327	17.899
Bloques de Cemento y Morteros Secos	981	1.638
Energías renovables	26.477	14.833
Ajustes por Consolidación ⁽²⁾	-	(156)
Total ingresos por ventas	103.659	91.826
Costo de ventas	(72.875)	(60.437)
Ganancia bruta	30.784	31.389
Gastos de comercialización	(4.106)	(3.173)
Gastos de exploración.....	(64)	(79)
Gastos de administración	(5.201)	(3.915)
Otros ingresos y egresos, neto.....	5.156	(1.278)
Ganancia operativa	26.569	22.944
Resultados financieros, netos	42.159	(9.598)
Impuesto a las ganancias	(34.706)	2.146
Resultado neto	34.022	15.492

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

(2) Ajustes por consolidación incluye ventas intercompañía y/o Inter segmento para evitar duplicaciones.

Para fines informativos contables, la Compañía organiza sus resultados utilizando los siguientes segmentos de negocios:

- *Petróleo y Gas (Argentina)*: incluye la exploración, desarrollo, producción y venta de petróleo crudo y gas en los yacimientos de Argentina;
- *Petróleo (Ecuador)*: incluye los servicios de exploración, desarrollo, producción y venta de petróleo crudo en Ecuador;
- *Cemento*: incluye la venta de cemento en Argentina, Chile y Ecuador, que comprende el abastecimiento de materias primas desde las canteras, la producción de Clinker y su posterior molienda con ciertos aditivos para obtener cemento;
- *Bloques de Cemento y Morteros Secos*: corresponde a la producción y venta de bloques de cemento y materiales de construcción cuya principal materia prima es el cemento producido por la Compañía.
- *Energía Renovable*: consiste en la generación de energía eléctrica de fuentes renovables.
- *Administración Central y otras inversiones*: incluye los cargos comunes de la administración central y otras operaciones menores.

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 en comparación con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo 2023 (Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024)

Ingresos por ventas

Los ingresos por venta aumentaron Ps. 11.833 millones o 12,9%, a Ps. 103.659 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con Ps. 91.826 millones para el mismo período de 2023. Este aumento se explica por un incremento en los ingresos por venta del negocio de Energías Renovables por Ps. 11.644 o 78,5% en 2024 comparado con el primer trimestre de 2023 como consecuencia de la habilitación comercial de los parques eólicos Mataco III, San Luis Norte y Vivotatá durante la segunda mitad de 2023. Asimismo, a pesar de un deterioro en las producciones de los segmentos Petróleo y Gas Argentina y Petróleo Ecuador, los ingresos por venta de los mencionados negocios se incrementaron por el efecto combinado de una mejora en los precios del petróleo nominados en Dólares de los Estados Unidos de América potenciado por la devaluación del tipo de cambio del peso frente al dólar que se aceleró hacia fines del 2023.

Costo de Ventas

El costo de ventas y servicios registrado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 ascendió a Ps. 72.875 millones y disminuyó un 20,6%, en comparación con Ps. 60.437 millones para el mismo período de 2023. Dicha variación se atribuye principalmente a un mayor cargo por depreciaciones de propiedad, planta y equipo por la habilitación comercial de los nuevos parques eólicos y las inversiones, a lo largo de 2023, en activos del negocio de Petróleo y Gas Argentina. Asimismo, se observan incrementos en gastos de mantenimiento y servicios de terceros en 2024 comparado con el mismo período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

Ganancia Bruta

La ganancia bruta registrada por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 ascendió a Ps. 30.784 millones y disminuyó un 1,9% en comparación con Ps. 31.389 millones para el mismo período de 2023. El incremento en el costo de ventas en 2024 por los motivos antes mencionados comparado con el primer trimestre

de 2023 resultó superior al aumento en los ingresos por venta experimentado en el mismo período, lo que explica el descenso en la ganancia bruta.

Gastos de Comercialización

Los gastos de comercialización incluyen gastos derivados de operaciones del departamento comercial de la Compañía, tales como salarios y la depreciación de activos fijos, así como costos relacionados con el uso de oleoductos e impuestos a los ingresos brutos sobre montos facturados.

Los gastos de comercialización registrados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fueron Ps. 4.106 millones y aumentaron un 29,4 %, en comparación con Ps. 3.173 millones para el mismo período de 2023. Dicho aumento se explica principalmente por un incremento en el cargo por impuestos, tasas y contribuciones y gastos de transporte fundamentalmente asociados al incremento en los volúmenes de venta de petróleo.

Gastos de Administración

Los gastos de administración incluyen gastos relacionados con (i) sueldos y jornales, (ii) honorarios y retribuciones por servicios, (iii) honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría, y (iv) mantenimiento de maquinarias y otros bienes, entre otros.

Los gastos de administración por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fueron Ps. 5.201 millones y aumentaron Ps. 1.286 millones o 32,8 %, en comparación con Ps. 3.915 millones para el mismo período de 2023. El incremento en el rubro se explica principalmente por un mayor cargo en 2024 por sueldos y otros gastos relacionados con la nómina del Grupo por Ps. 827 millones y servicios de terceros por Ps. 210 millones respecto al primer trimestre de 2023.

Otros ingresos y egresos, neto

Otros ingresos (egresos), netos incluye resultados recurrentes y no recurrentes no relacionados con actividades operativas, tales como la venta de activos fijos, contingencias legales, impuesto a los débitos y créditos bancarios y gastos de equipos auxiliares y de otro tipo.

La variación en el rubro de Otros ingresos y egresos, netos de Ps. 1.278 millones (pérdida) al 31 de marzo de 2023 a Ps. 5.156 millones (ganancia) por el primer trimestre de 2024 se explica principalmente por el efecto neto en 2024 de (i) la cobranza de Ps. 9.058 millones (ganancia) correspondientes a la segunda cuota del Acuerdo Transaccional de fecha 17 de noviembre de 2023, neta de gastos legales relacionados (Nota 13.j a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023) y (ii) el cargo devengado por la contribución extraordinaria establecida por Resolución del Servicio de Rentas de Ecuador de fecha 15 de marzo de 2024 por Ps. 2.289 millones (pérdida).

Ganancia Operativa

La ganancia operativa de la Compañía por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fue Ps. 26.569 millones y aumentó un 15,8 %, en comparación con Ps. 22.944 millones para el mismo período de 2023. El aumento se explica principalmente por el efecto neto de (i) un incremento en la ganancia operativa del segmento Petróleo Ecuador por Ps. 6.363 o 127,1% como consecuencia de la cobranza de la segunda cuota del Acuerdo Transaccional mencionado anteriormente, neto del cargo devengado por la contribución extraordinaria establecida por el Estado Ecuatoriano; (ii) un incremento en la ganancia operativa del negocio de Energías Renovables de Ps. 1.742 o 18,2% por la habilitación comercial de los nuevos parques eólicos durante la segunda mitad del ejercicio 2023; y (iii) una disminución en la ganancia operativa del segmento Cemento por Ps. 4.260 o 72,4% por caída en los precios y producciones en 2024 comparado con el mismo período de 2023.

La siguiente tabla establece la ganancia operativa por segmento de negocios para los períodos indicados:

	Período de tres meses finalizado el 31		Variación año a año
	de marzo de		
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾	
	(en millones de Pesos)		
Ganancia operativa			
Petróleo y Gas Argentina	2.861	3.022	(5,3)%
Petróleo Ecuador	11.368	5.005	127,1%
Cemento	1.628	5.888	(72,4)%
Premoldeados	272	370	(26,5)%
Energías Renovables	11.289	9.547	18,2%
Administración central y otras inversiones	(849)	(888)	(4,4)%
TOTAL	26.569	22.944	15,8%

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Resultados Financieros, netos

La ganancia financiera, neta por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fue de Ps. 42.159 millones en comparación con Ps. 9.598 millones (pérdida) para el mismo período de 2023. La variación se debió principalmente a la ganancia registrada en 2024 por diferencias de cambio, netas por Ps. 56.727 millones comparado con una pérdida por Ps. 857 millones en el primer trimestre de 2023 neto de un mayor cargo por resultados por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda por Ps. 14.070 millones comparado con Ps. 5.663 millones en 2023.

Impuesto a las Ganancias

La Compañía registró un cargo por impuesto a las ganancias por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 por un total de Ps. 34.706 millones en comparación con Ps. 2.146 millones para el mismo período de 2023. La variación se explica por un mayor impacto en 2024 del efecto del ajuste por inflación impositivo (mayor ganancia sujeta a impuesto) como consecuencia de la aceleración de la inflación durante el primer trimestre del ejercicio comparado con el mismo período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

Ganancia Neta

La Compañía registró una ganancia neta por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 de Ps. 34.022 millones en comparación con Ps. 15.492 millones para el mismo período de 2023. Esta variación se explica por los factores que se describen anteriormente.

Liquidez y Recursos de Capital

Panorama general

La situación patrimonial y liquidez de la Compañía son influenciadas por una diversidad de factores, en los cuales se incluyen:

- la capacidad para generar flujos de fondos de nuestras operaciones;
- los requerimientos de inversiones de capital;
- el nivel de endeudamiento y los intereses devengados dicho endeudamiento; y
- las variaciones en el tipo de cambio que impactan en la generación de flujos de fondos cuando se miden en Dólares de los Estados Unidos de América.

Históricamente, las principales fuentes de liquidez de la Compañía han sido los aportes de capital, deuda financiera y fondos generados por las operaciones.

La siguiente tabla refleja la posición en efectivo a las fechas indicadas y el efectivo neto generado por (utilizado en) las actividades operativas, de inversión y de financiación durante los periodos indicados:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2024⁽¹⁾	2023⁽¹⁾
	(moneda marzo 2024)	
	(en millones de Pesos)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	144.515	141.524
Flujo neto de efectivo generado por actividades operativas	45.137	43.944
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(22.203)	(72.829)
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por actividades de financiación	(19.013)	20.033
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	79.462	122.590
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre efectivo en monedas extranjeras	(68.974)	(10.082)
Aumento / (Disminución) del efectivo	3.921	(8.852)

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Efectivo Neto Generado por (Utilizado en) Actividades Operativas

El flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fue Ps. 45.137 millones y aumentó un 2,7 % o Ps. 1.193 millones en comparación con Ps. 43.944 millones para el mismo período de 2023. El aumento se explica principalmente por la mayor ganancia en el resultado neto del primer trimestre 2024 por Ps. 18.530 millones o 119,6% comprado con 2023, ajustada por un mayor cargo por impuesto a las ganancias por Ps. 36.852 millones; depreciación de propiedad, planta y equipo por Ps. 7.711 millones, neto de efectos de la variación del tipo de cambio y reexpresión netos en 2024 por Ps. 51.971 millones; menor cargo por intereses, netos y otros resultados financieros por Ps. 3.275 millones y cumplimientos de compromisos contractuales por Ps. 2.137 millones. Asimismo, se visualiza un incremento en otros créditos por Ps. 14.230 millones, en las remuneraciones y cargas sociales por Ps. 3.469 millones, y una disminución en los inventarios del Grupo por Ps. 4.292 millones y en las Provisiones por Ps. 2.356 millones. El pago por impuesto a las ganancias se redujo Ps. 1.080 millones.

Efectivo Neto Utilizado en Actividades de Inversión

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fue Ps. 22.203 millones disminuyó un 69,5%, en comparación con Ps. 72.829 millones para el mismo período de 2023. Esta menor utilización se explica fundamentalmente por una disminución en las adquisiciones de propiedad, planta y equipo y anticipos relacionados por Ps. 55.091 millones; mayor liquidación en 2024 de activos financieros por Ps. 7.170 millones y una inversión en 2023 de Ps. 7.552 destinada a la adquisición de áreas petroleras, efectos compensados por una mayor adquisición de activos financieros en 2024 por Ps. 18.915 millones.

Efectivo Neto (Utilizado en) Generado por Actividades de Financiación

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de financiación por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 fue Ps. 19.013 millones en comparación con Ps. 20.033 millones generados en el mismo período de 2023. La mayor utilización, neta, se explica principalmente por mayor pago de préstamos en 2024 por Ps. 9.527 millones y un alta de préstamos por Ps. 12.856 en el mismo período comparado con 2023. Asimismo, en 2023 se habían cobrado ingresos diferidos por venta anticipada de energía por Ps. 17.214, mientras que en 2024 no se produjeron cobros por dicho concepto.

Inversiones de Capital

Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, existió una disminución en las inversiones en propiedad, planta y equipo y anticipos relacionados de Ps. 55.091 millones o 75,2 % en comparación con el

período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023. Ello se debió a principalmente a la finalización de las obras de los parques eólicos habilitados durante la segunda mitad del ejercicio 2023.

La siguiente tabla muestra los aumentos de propiedad, planta y equipo de la Compañía para los períodos finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023:

	Período de tres meses finalizado el	
	31 de marzo de	
	2024 ⁽¹⁾	2023 ⁽¹⁾
(moneda marzo 2024)		
(en millones de Pesos)		
Petróleo y gas en Argentina	5.947	11.653
Petróleo en Ecuador	7.173	589
Cemento	571	437
Bloques de cemento y morteros secos	16	81
Energía Renovable	4.415	60.460
Administración central y otras inversiones	10	3
TOTAL	18.132	73.223

(1) Cifras expresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Préstamos

Al 31 de marzo de 2024 el total de los préstamos de la Compañía fue de Ps. 505.030 millones, equivalentes a U\$S 589 millones convertidos al tipo de cambio divisa de cierre informado por el Banco de la Nación Argentina. Más del 92,4% de los préstamos están nominados en Dólares de los Estados Unidos de América.

A continuación, se detalla la composición de préstamos de la Compañía al 31 de marzo de 2024:

Tomador	Tipo	Contraparte	Instrumento	Moneda	Tipo Tasa	Tasa de Interés	Repago de capital	Inicio	Vto.	Monto Original (USD M)	Saldo Capital (USD M)
PCR S.A.	Préstamo	BNA II	BNA II	ARS	Fija	59,13%	bullet al vencimiento	mar-2024	jun-2024	1,6	1,6
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase M	Clase M	ARS	Variable	BADLAR + 2,97%	bullet al vencimiento	may-2023	may-2024	10,0	2,7
PCR S.A.	Préstamo	Itaú BBA	Itaú II	USD	Variable	Libor + 4,50%	US\$ 14 millones en cuotas mensuales iguales y consecutivas; y US\$ 50 millones en cuotas iguales,	ene-2018	jul-2024	64,0	6,3
PCR S.A.	Financiación impo	ICBC	Fi de impo	USD	Fija	16,25%	bullet al vencimiento	feb-2024	ago-2024	0,3	0,3
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase L	Clase L	ARS	Variable	BADLAR + 3%	bullet al vencimiento	feb-2023	ago-2024	38,7	8,7
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase H	Clase H	USD	Fija	0,99%	bullet al vencimiento	dic-2021	dic-2024	50,0	50,0
PCR S.A.	Financiación impo	ICBC	Fi de impo	USD	Fija	15,75%	bullet al vencimiento	sep-2023	dic-2024	0,5	0,5
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase P	Clase P	ARS	Variable	BADLAR + 0%	bullet al vencimiento	mar-2024	mar-2025	24,6	24,6
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase N	Clase N	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	may-2023	may-2025	24,8	24,8
PCR S.A.	Préstamo	Santander	Santander II	USD	Fija	4,90%	bullet al vencimiento	ene-2024	jul-2025	5,0	5,0
PCR S.A.	Préstamo	Itaú BBA	Itaú IV	USD	Variable	5,00%	US\$ 4 millones el 5/7/22 y US\$ 6 millones en 48 cuotas iguales mensuales y consecutivas (ago 22)	jul-2019	jul-2026	10,0	3,5
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase K	Clase K	USD	Fija	0,50%	amortizable. 33,33% en dic 25 y 66,67% en dic 26	dic-2022	dic-2026	78,0	78,0
PCR S.A.	Préstamo	BNA	BNA I	ARS	Variable	BADLAR + 3%	amortizable mensualmente	feb-2024	feb-2027	4,5	4,2
PCR S.A.	Obligación Negociable	Clase O	Clase H	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	sep-2023	sep-2027	60,0	60,0
PEBS.A.	Project Finance	KFW-IDB	KFW-IDB	USD	80% Fijo - 20% Variable	Tramo Fijo: 8,60% - 8,63% Tramo Variable: Sofr + 5,6145%	29 cuotas semestrales y consecutivas	dic-2018	ago-2033	108,0	83,9
LDTF S.A.	Obligación Negociable	Clase 1	Clase 1	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	oct-2021	oct-2024	30,0	30,0
LDTF S.A.	Obligación Negociable	Clase 2	Clase 2	USD	Fija	0,00%	bullet al vencimiento	may-2022	may-2025	15,0	15,0
LDTF S.A.	Obligación Negociable	Clase 4	Clase 4	USD	Fija	0,00%	3 cuotas iguales a los 42-45 y 48 meses	sep-2022	sep-2026	80,0	80,0
LDTF S.A.	Obligación Negociable	Clase 3	Clase 3	USD	Fija	5,05%	14 cuotas iguales desde el nov. 25	may-2022	may-2032	62,5	62,5
Total										667,3	541,5

Los montos no incluyen intereses devengados

Obligaciones contractuales

Ernesto José Cavallo

Subdelegado autorizado por Directorio de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

El siguiente cuadro detalla las obligaciones contractuales de los endeudamientos de la Compañía pendientes al 31 de marzo de 2024 y sus respectivos plazos de vencimiento.

Adicionalmente, para las inversiones comprometidas en materia de petróleo y gas por favor remitirse al cuadro incluido en el apartado de inversiones de la División Petróleo y Gas – Descripción del Negocio de la Emisora, en el presente Prospecto.

Obligaciones de préstamo al 31 de marzo de 2024					
	Vencimientos por período (en millones de Pesos)				
	2024	2025	2026	Años siguientes	Total
	Obligaciones de préstamos (capital solamente)	90.855,17	95.129,72	130.797,60	147.782,22

Para las inversiones comprometidas en materia de petróleo y gas por favor remitirse al cuadro incluido en el apartado de inversiones de la División Petróleo y Gas – Descripción del Negocio de la Emisora, en el presente Prospecto.

Riesgos Financieros

A través de nuestras operaciones, estamos expuestos a los siguientes riesgos financieros:

8. Riesgo de mercado
9. Riesgo cambiario;
10. Riesgo de precio;
11. Riesgo de tasa de interés;
12. Riesgo crediticio;
13. Riesgo de liquidez;
14. Riesgo de concentración de clientes y proveedores.

Para un mayor análisis de los riesgos financieros de la Compañía, véase la Nota 14 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, para conocer más respecto de las tendencias del negocio de la Compañía, véase “*Antecedentes Financieros, f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera, Tendencias relacionadas con el negocio de petróleo y gas de la Compañía, Tendencias relacionadas con el negocio de energía eléctrica de la Compañía, y Tendencias relacionadas con el negocio de cemento de la Compañía*” del presente Prospecto. Adicionalmente, véase la información sobre tendencias en la memoria anual a nuestros estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre del 2023.

A la fecha del siguiente anexo, no se registran cambios significativos en los riesgos expuestos en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2023.