



PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.

Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (la “Sociedad”, “PCR”, la “Compañía” o la “Emisora”), inscripta 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) 4124-9800, número de fax: (+5411) 4300-7640, correo electrónico: [info@pcr.com.ar](mailto:info@pcr.com.ar), sitio web: [www.pcr.com.ar](http://www.pcr.com.ar).

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.** 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 con relación a la presente emisión, 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”). En junio de 2020, Fix confirmó en la categoría A+ (arg) a la calificación de “emisor de largo plazo” de la Emisora, y adicionalmente confirmó en “A1(arg)” a la calificación de “emisor de corto plazo”, asignándole una “perspectiva negativa”. 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](http://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 US\$295.000.000 (Dólares Estadounidenses 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. La autorización de oferta pública de Obligaciones Negociables, sin posibilidad de reemisión, por el monto de hasta US\$295.000.000 (Dólares Estadounidenses 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, fue otorgada por la Disposición N° DI-2020-39-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 20 de agosto de 2020.

**La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el 20% 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 21 de agosto de 2020

CONTENIDO	PÁGINA
<b>INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA .....</b>	<b>3</b>
<b>FACTORES DE RIESGO .....</b>	<b>116</b>
<b>POLÍTICAS DE LA EMISORA .....</b>	<b>173</b>
<b>INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES, GERENTES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN Y COMITÉ DE AUDITORÍA.....</b>	<b>179</b>
<b>ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS.....</b>	<b>192</b>
<b>ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA.....</b>	<b>195</b>
<b>ANTECEDENTES FINANCIEROS.....</b>	<b>196</b>
<b>INFORMACIÓN ADICIONAL .....</b>	<b>251</b>
<b>NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES .....</b>	<b>293</b>
<b>INFORMACIÓN RELEVANTE .....</b>	<b>296</b>
<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS .....</b>	<b>297</b>
<b>DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS .....</b>	<b>299</b>
<b>INCORPORACIÓN POR REFERENCIA.....</b>	<b>301</b>

## 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 N° 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 N° 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. 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, 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 ex compañía 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 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.

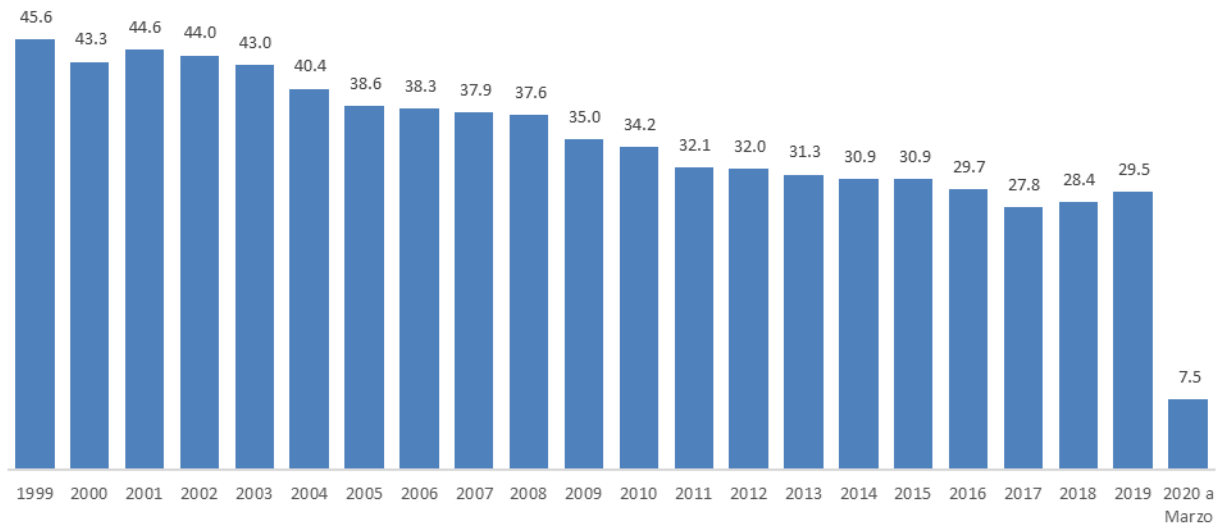
Argentina es, junto con Venezuela, México y Brasil, uno de los principales jugadores del sector en Latinoamérica. La industria de petróleo y gas es una de las actividades más fuertes del país, y cuenta con una importante infraestructura, en especial en el sector petrolero. La industria del petróleo cuenta 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.

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***

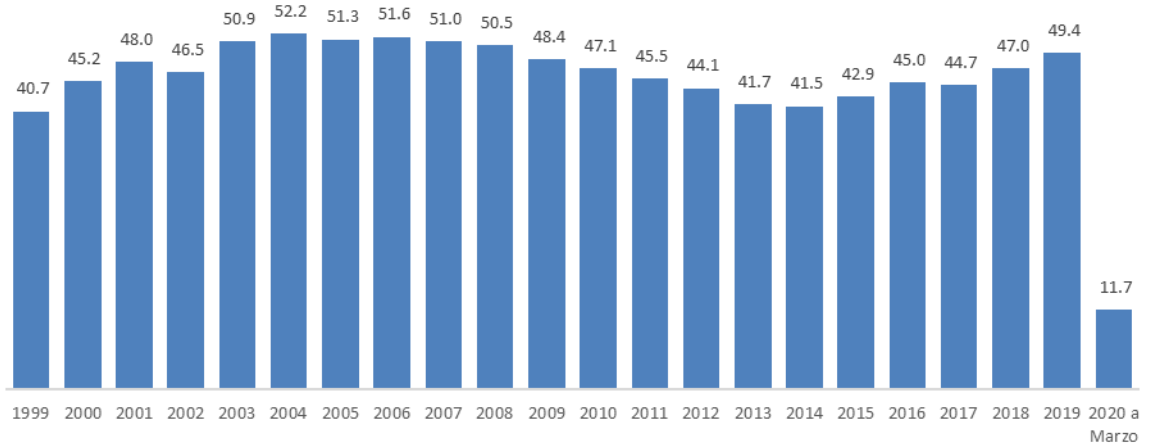
La producción de petróleo y gas experimentó un importante incremento durante la década de los 90s, luego de las privatizaciones del sector. Sin embargo, a partir de 1999 se puede apreciar una caída de los volúmenes producidos de petróleo. Esto se debe a bajos niveles de inversión inicialmente provocados por la baja del precio del petróleo del año 1998, la crisis política y económica sufrida por Argentina en 2001 y 2002, y, posteriormente, a la introducción de fuertes derechos de exportación. 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 (millones de m3)



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

### Producción argentina de Gas (millones de m3)



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 km<sup>2</sup>, 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 2019 fue la siguiente (excluyendo la producción a partir de explotación no convencional):

Cuenca	m3 de Crudo	% del Total	Miles de m3 de Gas	% del Total
Golfo San Jorge	13,33	45,1%	4,68	9,5%
Neuquina	13,30	45,1%	30,74	62,3%
Cuyana	1,36	4,6%	0,05	0,1%
Austral	1,25	4,2%	12,04	24,4%
Noroeste	0,28	1,0%	1,84	3,7%
<b>Total</b>	<b>29,52</b>	<b>100,0%</b>	<b>49,35</b>	<b>100,0%</b>

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 2019 fue la siguiente (excluyendo la producción a partir de explotación no convencional):

Cuenca	m3 de Crudo	% del Total	Miles de m3 de Gas	% del Total
Chubut	8,71	29,5%	3,18	6,4%
Neuquén	7,97	27,0%	26,91	54,5%
Santa Cruz	5,09	17,3%	4,55	9,2%
Mendoza	3,97	13,5%	1,36	2,8%
Rio Negro	1,70	5,8%	2,20	4,5%
La Pampa	1,01	3,4%	0,31	0,6%
Tierra del Fuego	0,53	1,8%	3,73	7,6%
Estado Nacional	0,25	0,9%	5,26	10,7%
Salta	0,21	0,7%	1,82	3,7%
Formosa	0,06	0,2%	0,02	0,0%
Jujuy	0,01	0,0%	0,00	0,0%
San Juan	-	0,0%	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>29,52</b>	<b>100%</b>	<b>49,35</b>	<b>100%</b>

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

Cada cuenca comprende diversos yacimientos, siendo El Trapial, El Tordillo, Puesto Hernández, El Corcobo Norte, Los Perales, Manantiales Behr, Chihuido de la Sierra Negra, Zorro, Valle Hermoso, 25 de Mayo-Medanito S.E., Loma de la Lata y Barranca Baya los más productivos en petróleo.

En el caso del gas natural, los yacimientos con mayor nivel de producción son Loma de la Lata, Aguada Pichana, Loma Las Yeguas-Rincón Chico, Ramos, Cañadon Alfa-Ara-Ara Sur-Antares-Argo, San Sebastián, Aries-Aries Norte, Tres Picos, Macueta, San Pedrito y Centenario.

### **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 2019 (excluyendo aquel extraído mediante explotación no Convencional):

Operador	Millón de m3 de Crudo	% del Total
YPF S.A.	13,73	50,9%
PAN AMERICAN ENERGY SL	5,60	20,8%
PLUSPETROL S.A.	1,55	5,8%
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	1,12	4,2%
TECPETROL S.A.	0,84	3,1%
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	0,74	2,7%
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	0,60	2,2%
TOTAL AUSTRAL S.A.	0,56	2,1%
Vista Oil & Gas Argentina SA	0,55	2,0%
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	0,51	1,9%
VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	0,47	1,7%
CAPEX S.A.	0,39	1,4%
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	0,33	1,2%
Otros	2,52	9,3%
<b>Total</b>	<b>27,00</b>	<b>100,0%</b>

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 2019 (excluyendo aquel extraído mediante explotación no convencional):

Cuenca	Millón de m3 de Gas	% del Total
YPF S.A.	15,04	30,5%
TOTAL AUSTRAL S.A.	12,15	24,6%
TECPETROL S.A.	6,03	12,2%
PAN AMERICAN ENERGY SL	4,77	9,7%
PAMPA ENERGIA S.A.	2,11	4,3%
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	2,00	4,1%
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	1,47	3,0%
PLUSPETROL S.A.	1,11	2,3%
CAPEX S.A.	0,71	1,4%
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	0,52	1,0%
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA) LLC	0,45	0,9%
PLUSPETROL ENERGY S.A.	0,44	0,9%
ROCH S.A.	0,41	0,8%
Vista Oil & Gas Argentina SA	0,40	0,8%
EXXONMOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.	0,38	0,8%
VISTA OIL & GAS ARGENTINA SAU	0,32	0,6%
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	0,31	0,6%
OILSTONE ENERGIA S.A.	0,24	0,5%
Otros	0,48	1,0%
<b>Total</b>	<b>49,35</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina

Según el ENARGAS, en el año 2019, aproximadamente el 29,91% 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 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 Corta en el año 2006, 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.

La Ley de Soberanía Hidrocarburífera faculta al Gobierno Nacional a establecer una política nacional para el desarrollo de reservas argentinas y otorgar permisos y concesiones para satisfacer la demanda local de hidrocarburos.

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.

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**”)<sup>1</sup>, cuyo objetivo es desarrollar, a través de terceros o a través de uniones transitorias, (1) estudios, exploración y producción de reservas naturales de hidrocarburos, (2) el transporte, procesamiento y venta de hidrocarburos y sus subproductos directos e

---

<sup>1</sup> Conforme lo previsto en el Decreto N° 882/2017, ENARSA se ha fusionado por absorción con EBISA, convirtiéndose en Integración Energética Argentina S.A. (“**IEASA**”).

indirectos, (3) el transporte y distribución de gas natural y (4) la generación, transporte, distribución y venta de electricidad.

Con la promulgación de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, el Gobierno Argentino resolvió la intervención estatal de YPF y 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 patrimonio 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 patrimonio 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., quedarán distribuidas del siguiente modo: el 51% pertenecerá al estado nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

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

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.

A tales fines, por medio del Decreto N°1277/2012 se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “**Comisión**”), que tenía a su cargo la elaboración y presentación anual del “Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas”, en el cual se fijarían los presupuestos mínimos y las metas en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos para el logro de los objetivos de la “Política Hidrocarburífera Nacional”.

Adicionalmente, el Decreto N°1277/2012 creó un Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberían inscribirse todas las personas humanas y jurídicas que realizaran actividades de exploración y explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos, como requisito indispensable para el desarrollo de dicha actividad en todo el territorio nacional.

En línea con estos objetivos, el decreto impone a las compañías que realicen las actividades de exploración, explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos, la presentación de su Plan Anual de Inversiones ante la Comisión, el cual deberá ajustarse a los requerimientos de la estrategia nacional.

La Comisión estaba también a cargo de las siguientes funciones:

- auditar en forma trimestral el cumplimiento del Plan Anual de Inversiones Nacional y, llegado el caso, requerir la presentación de un nuevo Plan de Inversión que se ajuste al Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas;
- auditar en forma permanente el cumplimiento de las especificaciones que deben cumplir los combustibles que se comercialicen para consumo en territorio argentino;
- auditar en forma periódica la razonabilidad de los costos informados por los productores y los respectivos precios de venta; encontrándose facultada para adoptar las medidas que estime necesarias para evitar y/o corregir conductas distorsivas que puedan afectar los intereses de los consumidores en relación al precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 20.680 (la "**Ley de Abastecimiento**"); y
- aplicar sanciones a través de multas, suspensión o baja del Registro de Inversiones (lo cual supone la incapacidad de las personas de que se trata para continuar realizando actividades hidrocarburíferas) y nulidad o caducidad de las concesiones y permisos en casos de incumplimiento del Decreto.

Posteriormente, el 31 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 no convencionales (los cuales no estaban regulados bajo el régimen anterior), prórrogas del plazo de las concesiones y tasas de regalías.

Asimismo, a través del Decreto N° 272/2015, se disolvió la Comisión. Las funciones y las facultades de la Comisión fueron asumidas por el MEyM. A través del Decreto N° 272/2015, se le encomendó al MEyM llevar a cabo una revisión integral de las reglas que rigen los requisitos de inscripción y presentación de información aplicables a empresas que se desempeñan en el sector de hidrocarburos.

A través de la Resolución N° 240/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas se fusionó con el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, creada por la Resolución N° 407/2007.

### ***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 hidrocarburíferos 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 ex 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.

### ***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 ex Secretaría de Energía y el permiso del propietario del terreno. La información obtenida mediante el reconocimiento superficial debe suministrarse al MEyM. 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 ex 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:

#### *Concesiones de exploración*

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo al 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: se divide el plazo básico en dos períodos de cuatro (4) años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco (5) años.

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; 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 Nº 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.

De conformidad con la Ley de Federalización, ciertos derechos de exploración y producción otorgados por el Gobierno Nacional sobre los yacimientos hidrocarbúricos 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 (eliminándose varios artículos del mismo) y se dispuso la disolución de la Comisión pasando a ejercer sus funciones remanentes el MEyM. Paralelamente y con la finalidad de garantizar la conservación de las reservas, la Comisión (cuyas facultades son actualmente ejercidas directamente por el MEyM) 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 US\$724 millones. Cinco de dichas áreas recibieron más de una oferta, mientras que un solo consorcio de oferentes ofreció un Bono de Entrada de US\$5 millones en adición a las inversiones en unidades de trabajo ofrecidas. Como resultado, el 17 de mayo de 2019 se publicó la adjudicación de dichas áreas a través de la Resolución N° 276/2019 de la Secretaría de Energía.

### ***Transporte***

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 ex 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 del MEyM, dependiendo de si se trata de transporte de gas natural o de petróleo crudo, respectivamente. La Resolución N° 5/04 de la ex Secretaría de Energía, prorrogada mediante Resolución N° 963/04 y cuya vigencia fuera mantenida en virtud de la Resolución N° 972/05, ambas de la ex Secretaría de Energía, aprueba:

- (i) las tarifas máximas de transporte de hidrocarburos por oleoductos y polductos, 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 presente resolución efectúan dicha deducción respecto de los oleoductos propios no tarifados que transportan su producción.

Mediante Resolución N° 118/2011 de fecha el 12 de abril de 2011, la ex Secretaría de Energía aprobó las tarifas máximas correspondientes a los sistemas de transporte y almacenaje de petróleo crudo reemplazando, en cada caso, las aprobadas por la Resolución N° 5/04. Para los sistemas de transporte bajo jurisdicción nacional no incluidos en la resolución, continúan vigentes las tarifas máximas aprobadas por la Resolución N° 5/04, hasta tanto se publiquen nuevos valores. Los valores tarifarios aprobados por la Resolución N° 118/2011 tendrán vigencia durante cinco años contados a partir del 12 de abril de 2011.

Las tarifas fijadas por medio de la Resolución N° 118/2011 fueron modificadas posteriormente a través de las Resoluciones SE N° 926/2013 y MEyM N° 49/2017, 158/2017 y 267/2017.

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 Hidrocarburífera, 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. En virtud de este Decreto, en el caso de oleoductos y tuberías de productos petrolíferos, los titulares de concesiones de transporte respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones, tendrán derecho a celebrar contratos de transporte en firme, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto N° 115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (capacidad disponible), permanecerá sujeta al régimen de tarifa regulada del Decreto N° 44/1991. El Decreto N° 115/2019, entre otros asuntos, reguló lo siguiente: (i) la tarifa de transporte podría ser revisada en un período de cinco años antes o después si es requerido por el concesionario de transporte, (ii) la nueva concesión de transporte tendrá un período inicial de 35 años y una posible extensión de un período adicional de 10 años, (iii) el acuerdo de capacidad de transporte, y (iv) el procedimiento de expansión de transporte. En fecha 1° de julio de 2019, se aprobaron, mediante la Resolución N° 357/2019, los términos y condiciones de los concursos a ser convocados conforme el Decreto mencionado sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

### ***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.



En consecuencia, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 193/03, que implementó el patrimonio neto mínimo y las garantías patrimoniales y financieras alternativas que se podían implementar a efectos de otorgar los permisos o concesiones.

La Disposición N° 335/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles especifica que a fin de ser adjudicado con permisos de exploración o concesiones de explotación o transporte de hidrocarburos, la sociedad o la asociación de sociedades debe tener un patrimonio neto no inferior al monto en Ps. equivalente a veintisiete mil (27.000) barriles de petróleo para áreas terrestres y no inferior al monto en Ps. equivalente de doscientos setenta mil (270.000) para áreas off-shore. El patrimonio neto mínimo requerido se debe mantener durante la totalidad de la vigencia del permiso o concesión. La falta de cumplimiento de este requisito puede dar origen a penalidades, incluyendo multas o aún la remoción del registro de empresas petroleras de la Secretaría de Energía. A fin de cumplir con estos requisitos, otras empresas de origen nacional (empresas argentinas) o empresas con sede en el exterior pueden suministrar respaldo financiero o garantías del requisito de patrimonio neto mínimo.

Las empresas que desean adquirir y mantener permisos de exploración, y concesiones de producción para el transporte de hidrocarburos en Argentina deben cumplir con estas disposiciones.

#### **Regalías, otros cánones y tasas**

La Ley 27.007 actualizó el monto de los valores relativos al canon de exploración y explotación dispuesto por el Decreto N° 1454/2007, los que podrán ser actualizados con carácter general por el Poder Ejecutivo Nacional, sobre la base de las variaciones que registre el precio del petróleo crudo nacional en el mercado interno.

#### ***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:

- (i) primer período: Ps. 250 por Km<sup>2</sup> o fracción;
- (ii) segundo período: Ps. 1.000 por Km<sup>2</sup> o fracción; y
- (iii) prórroga: durante el primer año de prórroga Ps. 17.500 por Km<sup>2</sup> o fracción, incrementándose dicho monto en un 25% anual acumulativo.

El importe que el titular del permiso de exploración deba abonar por el segundo período del plazo básico y por el período de prórroga podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al 10% del canon que corresponda en función del período por Km<sup>2</sup> que será abonado en todos los casos.

#### ***Canon de explotación***

Respecto al canon de explotación; el titular de un permiso de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon de Ps. 4.500 por Km<sup>2</sup> o fracción.

#### ***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 Comisión, se reduzcan las regalías al 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera, debido a su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables.

La Resolución N° 435/04 emitida por la ex 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 ex 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 ex 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 ex 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 inter-jurisdiccional, que se puede deducir del precio de venta, en el caso de tuberías, de acuerdo con el régimen establecido por la ex 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.

#### ***Disposición N° 1/2008***

En enero de 2008, la ex Subsecretaría de Combustibles Argentina emitió la Disposición N° 1/2008, la cual estableció que, a los efectos del cálculo para la liquidación de regalías hidrocarburíferas, debía tomarse el precio base de 42 US\$/Bbl previsto en la Resolución del ex Ministerio de Economía y Finanzas Públicas N° 394/2007, al cual debía 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 la Ley de Hidrocarburos.

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 sería de US\$44/bbl y US\$49,50/bbl para el crudo producido en las concesiones ubicadas en las cuencas cuyana y neuquina, respectivamente, dependiendo del yacimiento del 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 envió a PCR un reclamo formal por las diferencias en las liquidaciones de regalías de ciertos períodos entre los montos efectivamente abonados por PCR y lo que la provincia de Mendoza entendió debiera haber abonado PCR aplicando la Disposición N° 1/2008. La Compañía presentó un recurso de revocatoria contra dicho acto administrativo. Por otra parte, con fecha 20 de abril de 2009 el Ministerio de Hacienda de la provincia de Mendoza remitió a PCR 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 PCR contienen una descripción de varios argumentos que respaldan la

nulidad de la referida Disposición N° 1/2008 (incluyendo la circunstancia que la concesión de explotación del yacimiento El Sosneado ubicado en la provincia de Mendoza de la cual PCR es titular expresamente prevé la determinación de las regalías hidrocarburíferas en base al precio del petróleo en boca de pozo), así como la propuesta de la Sociedad de abonar tales regalías en especie o de continuar pagándolas en efectivo en base al precio en boca de pozo. A la fecha de este Prospecto, la Sociedad no ha recibido aún respuesta a ninguna de sus notas de queja de parte de la provincia de Mendoza. En el mes de noviembre de 2008 la Compañía presentó ante la ex Subsecretaría de Combustibles dependiente de la ex Secretaría de Energía un reclamo administrativo requiriendo se declare la nulidad de la Disposición N° 1/2008, no habiéndose recibido ninguna respuesta dicho reclamo a la fecha del presente Prospecto.

No obstante ello, se señala que ante dos presentaciones efectuadas por parte de Enap Sipetrol Argentina S.A. y Chevron Argentina S.R.L., la CSJN resolvió en ambos planteos, con fecha 29 de diciembre de 2009 decretar la prohibición de innovar, a cuyos efectos, ordenó notificar a las provincias de Santa Cruz, Chubut, Mendoza, Río Negro y Neuquén a abstenerse de exigir a las referidas empresas cualquier diferencia en el pago de regalías con fundamento en la aplicación de la Disposición N° 1/2008 hasta tanto la CSJN resolviese la cuestión de fondo. Con fecha 6 de octubre de 2015, la CSJN resolvió declarar la inconstitucionalidad e inaplicabilidad de la Disposición N° 1/2008 en el caso de Enap Sipetrol Argentina S.A. contra la provincia del Chubut e hizo extensivos sus argumentos, declarando la nulidad de la referida disposición para los casos de Chevron Argentina S.R.L. contra las provincias de Río Negro y Santa Cruz y Pluspetrol S.A. contra la provincia de La Pampa.

Con fecha 29 de diciembre de 2014, mediante la Resolución N° 1077/2014, el entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas derogó la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias (entre ellas, la Disposición N° 1/2008); según se detalla bajo el subtítulo “Derechos de Exportación” a continuación por lo que no resultaría aplicable lo allí dispuesto y requerido.

### ***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 US\$32,01 por barril al 20% cuando el precio es de US\$45,00 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 US\$/Bbl, el productor solamente estará autorizado a percibir un valor de corte (fijado en 42 US\$/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 US\$/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 US\$/Bbl a 70 US\$/Bbl, y el referido valor de referencia de 60,9 US\$/Bbl a 80 US\$/Bbl. Asimismo, el procedimiento de cálculo descripto

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 US\$71/Bbl y como valor de referencia el de 80 US\$/Bbl. En tal sentido, cuando el precio internacional de crudo fuera menor a 71 US\$/Bbl, el productor pagará derechos a la exportación por el 1% de ese valor, mientras que cuando el valor fuera igual o mayor a US\$ 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 que el precio internacional del producto, según informe diariamente la ex Secretaría de Energía, se mantenga por debajo del precio de referencia que establece la Resolución 127/08 para cada producto (338 US\$/m<sup>3</sup> para propano, 393 US\$/m<sup>3</sup> para butano, y 363 US\$/m<sup>3</sup> para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será el 45%. En caso 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 US\$/m<sup>3</sup> para propano, 271 US\$/m<sup>3</sup> para butano, y 250 US\$/m<sup>3</sup> 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 que el precio internacional del producto, según informe diariamente la ex Secretaría de Energía, se mantenga por debajo del precio de referencia que establece la Resolución 60/2015 para cada producto (235,3 US\$/m<sup>3</sup> para propano, 273,7 US\$/m<sup>3</sup> para butano, y 252,5 US\$/m<sup>3</sup> para la mezcla de ambos), la alícuota aplicable será el 1%. En caso 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 US\$/m<sup>3</sup> para propano, 271 US\$/m<sup>3</sup> para butano, y 250 US\$/m<sup>3</sup> para la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno Argentino en concepto de derechos de exportación.

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 Ps. \$4 por cada Dólar para todos los productos primarios de exportación, mientras que para el resto de los productos ese tope era de Ps. 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.

Adicionalmente, el Decreto N° 1.201/2018 de fecha 25 de diciembre de 2018 impuso un derecho de exportación del 12% a la exportación de servicios (con un límite de Ps. 4 por cada Dólar), con vigencia desde el 1° de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020.

El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo nacional bajo la administración de Alberto Fernández, a través del Decreto N° 37/2019, dejó sin efecto el tope de Ps. 4 por cada Dólar del valor imponible o del precio FOB oficial de los bienes exportados, quedando vigente el derecho de exportación del 12% sobre dicha base.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva, 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 Solidaridad Social y Reactivación

Productiva 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.

En lo que respecta a las exportaciones de servicios, con vigencia a partir del 1° de enero de 2020, el Decreto 99/2019 modificó el Decreto 1.201/2018 fijando hasta el 31 de diciembre de 2021 la alícuota de derechos de exportación al 5% y eliminando el tope de Ps. 4 por Dólar.

El 19 de mayo de 2020 se dictó el Decreto N° 488/2020 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 estadounidenses por barril (US\$ 45/bbl).
- (ii) Valor de Referencia (“**VR**”): sesenta dólares estadounidenses por barril (US\$ 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:

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

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.

### ***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 ex 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 ex

Secretaría de Energía, a recibir créditos fiscales para ser aplicados a la cancelación de los derechos de exportación dentro del alcance de la Resolución N° 394/07 y la Resolución N° 127/08 (Anexo) emitidas por el entonces Ministerio de Economía.

Por su parte, el programa “Refinanciación Plus” se reglamentó a través de la Resolución N° 1312/08 de la ex 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 ex 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 ex 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 US\$28 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 Petrónimo 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.

### ***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 de cambios local 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 se establecieron los plazos para el ingreso de divisas provenientes de dichas operaciones de exportación al sistema financiero.

### ***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 US\$250.000.000, 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 US\$1.000.000.000 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 US\$250.000.000.

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***

En virtud de la Ley de Hidrocarburos y los Decretos de Desregulación del Petróleo, se eliminaron las restricciones sobre las importaciones y exportaciones de petróleo crudo.

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 establece 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 1º de octubre de 2002 y facultando a la ex 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 MEyM.

Asimismo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019 del Presidente de la Nación en Acuerdo General de Ministros, de fecha 15 de agosto de 2019 y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el “**Decreto 566/2019**”), el gobierno de la República Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el “**Período de Vigencia del Decreto 566/2019**”) (i) las entregas de petróleo crudo debían ser efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019 deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de AR\$45,19 por US\$1,00<sup>2</sup> y un precio de referencia Brent de US\$59,00 por barril; (ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, no podría ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019; (iii) que durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberían cubrir, a los precios establecidos en el Decreto 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina; y (iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina, deberían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

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 US\$45,00 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 US\$45,00 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 fijado por la Secretaría de Energía en virtud de la facultad descripta precedentemente, será de aplicación en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de las regalías hidrocarbúferas 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;

---

<sup>2</sup> Mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia No. 601/2019 de fecha 30 de agosto de 2019 se actualizó el tipo de cambio fijado por el Decreto 566/2019, estableciéndose un tipo de cambio de referencia de Ps. 46,69 por US\$1,00. Con posterioridad, se sancionaron las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 557/2019 y 688/2019, publicadas en el Boletín Oficial con fechas 19 de septiembre de 2019 y 1° de noviembre de 2019, respectivamente, los cuales elevaron escalonadamente el tipo de cambio a Ps. 49,30 por US\$1,00 y Ps. 51,77 por US\$1,00, respectivamente, a partir de la fecha de su respectiva publicación.

- (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
- (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 estadounidenses por barril (US\$ 45/bbl).
- (ii) VR: sesenta dólares estadounidenses por barril (US\$ 60/bbl).
- (iii) 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:

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

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, Subsecretaría de Política y Gestión Comercial dependiente del 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.

### ***Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo***

Con fecha 3 de febrero de 2015 la Comisión emitió la Resolución N° 14/2015 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 por barril (US\$3/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 por barril (US\$2/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 por barril (US\$3/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 ex 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 ex 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 ex 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 ex 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 ex 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 ex 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.

El ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, mediante Resolución N° 459/07 del 12 de julio de 2007, creó el “Programa de Energía Total”, que fue diseñado para reducir la escasez de gas y electricidad durante el invierno argentino de 2007. La gestión del programa estaba a cargo de ENARSA y su vigencia ha sido extendida. Los principales objetivos del plan son garantizar el abastecimiento de GLP, gas oil, fuel oil, nafta y mejoradores oceánicos y evitar situaciones de insuficiencia de suministro. Los beneficiarios son las empresas refinadoras y/o importadoras radicadas en Argentina que califiquen para adherirse en el Programa (conforme la reglamentación que se dicte) y que suscriban un acuerdo con ENARSA.

En marzo de 2008 la ex 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 ex 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 ex 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 ex 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 ex 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 ex Secretaría de Energía, la cual se encontraba facultada a adoptar dicha medida en caso 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 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 detruido 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 US\$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, US\$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 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” 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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.

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 US\$7,5 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

US\$7,5 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 MEyM.

El 20 de mayo de 2016 el Gobierno emitió el Decreto N° 704/2016 autorizando la emisión de bonos en Dólares (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 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 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 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 US\$/MMBTU para 2018; (ii) 7,00 US\$/MMBTU para 2019; (iii) 6,50 US\$/MMBTU para 2020; y (iv) 6,00 US\$/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 m<sup>3</sup> por día.

### **Precio del Gas y DNU 1053/2018**

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 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, 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 vigencia el 1° de diciembre de 2017.

En noviembre de 2017 el ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación convocó a productores y distribuidoras de gas natural, así como también al 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 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.

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 Nº 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.

En este contexto, el 9 de enero de 2019 la 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, 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, 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 Nº 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 (Dólares) 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.

Prima facie, los productores podrán acordar con mayor libertad los precios del gas, sin soportar íntegramente el riesgo cambiario, pero todavía no hay indicios claros sobre cuál será el grado de intervención del ENARGAS en la formación de los precios del gas. En efecto, el ENARGAS afirma que para aprobar un pase “casi automático” a tarifas, el ENARGAS no puede estar constreñido por criterios técnicos inmutables o prefijados, “de modo que cercenen las perspectivas de análisis del precio del gas y el juicio de razonabilidad de la tarifa misma”. De modo tal, que el ENARGAS realizará el análisis caso por caso. Si bien una posibilidad que este análisis se realice en forma de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) para las distribuidoras y controles razonables al precio del gas pactados con los productores, no es menor que tales mecanismos se llevarán a cabo en el marco de la emergencia económica declarada por la Ley N° 27.541 que, entre otras cosas, declara la emergencia tarifaria y faculta al Poder Ejecutivo nacional a iniciar negociaciones para llevar a cabo nuevas RTI.

### ***Programa Gas Natural***

El 3 de abril de 2018, el 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 estarán 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 US\$1.600 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 US\$1.600 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.

### ***Permisos de Exportación***

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 estadounidenses por millón de BTU (US\$/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.

### ***Ley de Emergencia***

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541. Con ella, se ha facultado al Poder Ejecutivo 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. Con fundamento en lo dispuesto por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva 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 Poder Ejecutivo nacional hasta el 31 de diciembre de 2020.

### ***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 ex Secretaría de Energía, la cual será concedida si la provisión interna no es afectada por ello. En uso de sus facultades, la ex 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 ex 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 ex 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 ex 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 hubieran 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 ex 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 ex 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 ex 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 ex Secretaría de Energía a través de la Inyección Adicional Permanente requerida a los productores exportadores<sup>3</sup> 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 ex 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 ex 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 ex 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 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.

### ***Restricciones a las Exportaciones de Crudo***

A través de la Resolución 241/2017, 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, (iii) gasolina, excepto las de aviación, (iv) gasoleo, (v) propano, (vi) butano, (vii) gas licuado de petróleo (mezcla) y (viii) gas natural licuado.

### ***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

---

<sup>3</sup> 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.

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, 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.

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a la descarga de efluentes líquidos, remediación de daños ambientales, seguridad e higiene laboral, reclamos de indemnización por daños y perjuicios, y responsabilidad por hechos ilícitos respecto de contaminación.

En particular, la Compañía se encuentra sujeta a las disposiciones de la Secretaría de Energía de la Nación, 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 Secretaría de Energía de la Nación; (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.

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, las regulaciones aplicables a cada uno de los proyectos según su locación se tienen que tener presentes.

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° 1.914, reglamentada por el Decreto N° 21.397/2003, 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 Reglamentario N° 2.054/2000; (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; 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 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 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 hidrocarburo; entre otras normas.

Eventualmente, ciertas medidas pueden ser reguladas a nivel municipal; en dicho caso, debe cumplirse con dichas regulaciones.

La descripción precedente de las principales normas ambientales argentinas y de determinadas jurisdicciones provinciales es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental. El resumen se basa en las reglamentaciones argentinas 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***

De acuerdo a lo previsto en el Artículo 22 de la Ley N° 25.675, toda persona física o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, tales como las realizadas por la Compañía, deberá contratar un seguro de cobertura con una entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir. Asimismo, dispone que, según el caso y las posibilidades, dicha persona podrá integrar un fondo de restauración ambiental que posibilite la instrumentación de acciones de reparación.

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 Recursos No Renovables y la 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 Recursos Naturales No Renovables (antes Ministerio de Hidrocarburos) 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 Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (“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 Hidrocarburífero 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 SHEc, como entidad adscrita al Ministerio de Hidrocarburos, 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 Secretaría de Hidrocarburos 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 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 Petroecuador.

El Ministerio de Ambiente (MAE), 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 explotación y exploración hidrocarburíferas son realizadas a través de Empresa Estatal Petroamazonas. Hasta el 27 de julio del 2010, fecha de entrada en vigencia la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos de Ecuador y a la Ley de Régimen Tributario Interno, la atribución de administración de los contratos de explotación y exploración de hidrocarburos estaba a cargo de Petroecuador y Petroproducción. De conformidad con dichos contratos, 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 vigencia de la referida ley, conocida como Ley 0, la atribución de administración de los contratos de exploración y explotación pasó a manos de la SHEc.



A partir de la entrada en vigencia de la Ley Reformativa, 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 CPPYS suscribieron con la SHEc 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 US\$31,90 y US\$28,50, 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, requiere 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 SHEc 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 SHEc y el estado ecuatoriano.

Según consta en los contratos de prestación de servicios de explotación y exploración suscritos por los Consorcios, la forma de pago de la tarifa es en dinero. Sin embargo, también se pactó que, si conviniere 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 SHEc, 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 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 2027; ampliación que sin embargo quedó sujeta a que el Precio Teórico del Crudo Oriente supere o iguale los US\$45,69 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 US\$ 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 US\$ 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 65 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 vigencia 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.

Se espera que en los próximos meses 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.

### ***Impuestos sobre los hidrocarburos***

#### **(a) Argentina**

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

- i. Un impuesto sobre la producción bruta en efectivo y un porcentaje en concepto de regalía del 12% 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 del 35%/30%/25% dependiendo del período fiscal que corresponda, de sus utilidades netas (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).
- iii. IVA del 21% sobre las ventas locales de petróleo y gas, el que es sumado a las facturas por ventas de la Compañía las que se trasladan al comprador (las exportaciones están gravadas a tasa cero y las ventas de petróleo y gas provenientes de la provincia de Tierra del Fuego se encuentran exentas). Existen alícuotas incrementadas o reducidas en ciertos casos. 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) aplicado en general a una alícuota promedio del 3% y que se calcula sobre los ingresos locales brutos (en general los ingresos en concepto de exportaciones están excluidos de la base imponible).
- v. Un impuesto a la ganancia mínima presunta que se calcula en base a una alícuota del 1% sobre el valor de los activos de la Compañía, existentes al 31 de diciembre de cada año, determinado de acuerdo con la Ley N° 25.063. Destacamos que Ley N° 27.260, establece la derogación de este impuesto para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.
- vi. Un impuesto de sellos, de carácter local, aplicado según alícuotas que generalmente oscilan entre el 0,3% y el 2,5%, sobre el valor económico de los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina. Se aplican alícuotas superiores en casos determinados.
- vii. 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.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley N° 27.541 (Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública), la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional 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. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021. 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.

- viii. 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), la Ley N° 27.541 para los hechos imposables 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 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%).
- ix. Un impuesto sobre los bienes personales que grava las acciones u otras participaciones mantenidas en entidades reguladas por la Ley General de Sociedades. 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.
- x. Dependiendo de la actividad específicamente realizada por la Compañía y la respectiva jurisdicción involucrada, otros tributos federales, provinciales, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires o municipales podrían aplicar a la Compañía.

(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. Dicha tarifa quedó vigente en virtud de la Ley Orgánica para la Reactivación de la Economía, Fortalecimiento de la Dolarización y Modernización de la Gestión Financiera publicada en el Suplemento del Registro Oficial N° 150 del 29 de diciembre de 2017.

- 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. Los valores pagados por los Consorcios con cargo a este 15% constituyen crédito tributario en favor de PCR en Argentina, por lo menos en la parte que le corresponde a la participación de Petroriva S.A., en los contratos de los Bloques 64 y 65, lo cual corresponde al 40% de la inversión de PCR en Ecuador; respecto del otro 60% se están explorando posibilidades que permitan aplicar ese crédito tributario para la participación de PCR en Ecuador a través de las empresas Petrolamerec y Fosforocomp.
- iii. El 31 de diciembre de 2019, se publicó en el Registro Oficial 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 US\$1.000.000 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 US\$388.000 para el Bloque Pindo y US\$202.000 para el Bloque Palanda Yuca Sur para los 3 años. Asimismo, en abril de 2020 PCR Ecuador aplicó la figura de reducción de jornada laboral prevista en el Código del Trabajo y la consecuente reducción de la remuneración de todo el personal. Esta reducción prevista en un inicio para un período de 6 meses, puede extenderse por seis meses más. De acuerdo con lo previsto en la mencionada disposición del Código del Trabajo, si dentro del ejercicio fiscal en el que se aplicó la reducción de la jornada y de la remuneración, la empresa tuviere resultados positivos, solo podrá repartir dividendos a sus accionistas, una vez que pague a sus empleados, el valor de la remuneración que esto hubieren dejado de percibir por la reducción de la jornada. Esta restricción solo aplicará durante el ejercicio fiscal en el que se produjo dicha reducción.
- iv. Un impuesto al valor agregado (“IVA Ecuador”) del 12% 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 los Consorcios, puede ser aplicado como crédito tributario al IVA Ecuador en ventas por la facturación mensual de los servicios de exploración y explotación de hidrocarburos.
- v. Una contribución de US\$60.000 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 cada una de las empresas ecuatorianas que conforman los Consorcios 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 US\$200 anuales.
- x. Pago de patentes municipales hasta un máximo de US\$5.100.
- 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 ARCH de US\$40.000, por cada Consorcio.
- xiii. Derechos por Servicios de Regulación y Control Prestados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH y la SHEC, 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 Ministerio de Ambiente del Ecuador 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 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 (US\$50,00) y otros rubros menores.
- xv. 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 US\$1,05 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 US\$1,6215 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 SHEC 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 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 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 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 anuales (US\$ 24.000,00), durante el Período de Exploración y de sesenta mil 00/100 Dólares anuales (US\$ 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 (US\$ 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 destinado 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 US\$200 anuales.

- xiv) Pago de patentes municipales hasta un máximo de US\$5.100.
- xv) Pagos de auditorías anuales de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH de US\$40.000, 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 Ministerio de Ambiente del Ecuador 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 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 (US\$ 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 US\$1,05 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 US\$1,6215 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 SHEc 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 a la Fórmula No.1 y Fórmula No.2.
- xxi) Igualmente, el Estado de Ecuador por intermedio del 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 a 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 Recursos Naturales No Renovables.



- 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 a la participación que les corresponde y que se encuentran definidas en el contrato.
- xxv) 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 Petroecuador, debiendo recibir la contratista, como ingreso bruto, el monto correspondiente al porcentaje de su participación, calculado a precio de referencia, en Dólares, 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.

### ***Medidas adoptadas en el marco de la pandemia COVID-19***

Mediante Decreto Ejecutivo N°1.017 del 17 de marzo de 2020, el Presidente de la República del Ecuador declaró la calamidad pública en el territorio ecuatoriano, por los casos de Coronavirus confirmados y la declaratoria de pandemia de COVID-19 en Ecuador. Como parte del Decreto Ejecutivo N°1.017, el Presidente ecuatoriano dispuso la suspensión de la jornada presencial de trabajo, así como la implementación de la modalidad de teletrabajo para aquellas posiciones laborales que por su naturaleza, así lo permiten.

Asimismo, se suspendió el ejercicio del derecho a la libertad de tránsito y el derecho a la libertad de asociación y se dispuso al Comité de Operaciones de Emergencias (“COE”) de Ecuador, disponer los horarios y mecanismos de restricción a cada uno de los derechos suspendidos en su ejercicio.

En el Decreto Ejecutivo N°1.017 el Presidente de la República del Ecuador, excluyó de las restricciones de movilidad a varios servicios e industrias, entre ellos, a aquellas catalogadas como sectores estratégicos, como es el caso de la industria hidrocarburífera.

Posteriormente el COE ecuatoriano emitió resoluciones que establecen un mecanismo de semáforos rojo, amarillo y verde, siendo el primero el más restrictivo en cuanto a actividades que pueden operar y tiempos de toque de queda y el último el más flexible. A partir de semáforo amarillo se permite, a voluntad del empleador, volver a modalidad presencial de trabajo.

En el caso de la oficina en Ecuador, las operaciones en campo se vieron temporalmente afectadas en uno de los campos debido a la presencia de personas contagiadas, lo cual obligó a iniciar una cuarentena de 14 días en el campamento del Bloque Palanda-Yuca Sur. Sin embargo, durante dicho período, el personal en cuarentena siguió laborando de forma regular.

Si bien en el caso del personal asignado al campamento del Bloque Pindo no se han presentado contagios, las comunidades aledañas han implementado controles para impedir el ingreso de personas a los campamentos de la zona. Aquello ha obligado a cambiar las frecuencias de los turnos, extendiendo las jornadas habituales.

En las oficinas de Quito, se adoptó la modalidad de teletrabajo, la cual ha operado desde el 18 de marzo de 2020. La división de Ecuador de PCR ha emitido un “Protocolo de Seguridad para el manejo del COVID-19” y en cumplimiento de éste, ha aplicado medidas de seguridad sanitaria en los campamentos. El estado de excepción se declaró por un plazo de 60 días, que posteriormente fue renovado por un período similar.

Con fecha 27 de marzo de 2020, el Presidente de la República de Ecuador dictó el Decreto Ejecutivo N°1.021 del 27 de marzo de 2020, el cual en su artículo 1° dispuso reformar el artículo 92 del “Reglamento para la Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno” para incluir la obligación de las empresas que mantienen suscriptos contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, bajo cualquier modalidad contractual con el estado ecuatoriano, de practicar una auto-retención mensual del 1,5% sobre el total de los ingresos gravados obtenidos en el mes. El valor retenido constituye crédito tributario para la liquidación y pago del impuesto a la renta.

### **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 a 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.

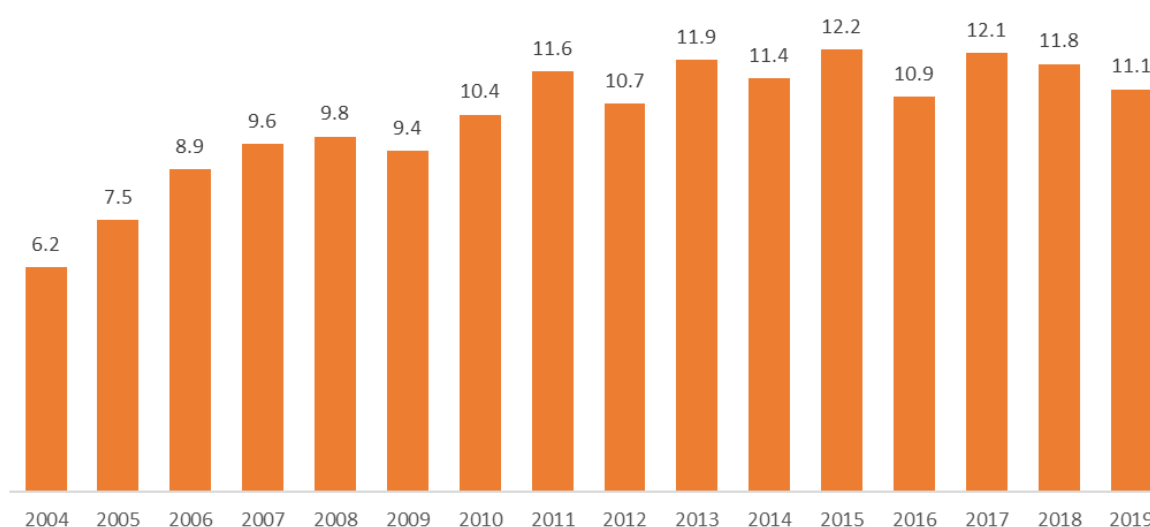
La producción de cemento en Argentina se destina principalmente al mercado interno, representando las exportaciones aproximadamente el 0,75% de las ventas totales de cemento para el año 2016. Por su parte, las importaciones alcanzan en promedio al 0,27% del cemento consumido en el mercado interno, para el mismo 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***

En el cuadro incluido a continuación se presenta la evolución de los despachos de cemento en Argentina de los últimos años:

Evolución de despachos de cemento (millones de toneladas)



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

En términos de consumo de cemento, Argentina pasó de 174 kg/hab./año en 2000 a 281 kg/hab./año en 2019. A partir del año 2003 hasta 2007, los despachos de cemento crecieron considerablemente en parte por la reactivación económica post-crisis (en el año 2001-2002). A partir de 2008 en adelante, los despachos de cemento tuvieron un crecimiento anual promedio compuesto de 1,30%, mayormente impulsado por consumo interno y obras públicas.

El cuadro siguiente refleja el volumen y la composición de destinos de los despachos anuales de cemento registrados de 2004 a 2019 (en millones de toneladas), junto con el porcentaje de variación respecto de los despachos anuales del año anterior:

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%

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 15.346.000 de toneladas anuales en el año 2018, según últimos datos disponibles de la AFCP, mientras que la producción en el año 2018 fue de 11.822.412 toneladas. Es decir, durante el 2018 el porcentaje estimado de utilización de la capacidad instalada de producción de cemento fue del 77,04%. 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.

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.

El precio del cemento Portland normal en bolsa es uno de los insumos que más aumentó dentro del Índice del Costo de la Construcción ("ICC")- capítulo "Materiales" desde 2009 a la actualidad. A partir de noviembre de 2015, de acuerdo a 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:

	Diciembre 2017	Diciembre 2018	Diciembre 2019
ICC	26,36%	45,30%	51,1%
Cambio del Precio del cemento portland normal en bolsa (Var. Interanual)	26,7%	70,3%	61,2%

## **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 los productores de cemento generan emisiones de polvo (material particulado en suspensión) y gases como sus principales agentes polucionantes. 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 un certificado ambiental emitido por las autoridades locales pertinentes. En ambos casos, la Compañía ha obtenido los certificados correspondientes, encontrándose actualmente ambos en proceso de renovación.

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, 2.972 y 3.437), reglamentada por el Decreto N° 7/2006; (ii) la Ley de Aguas N° 1.451; (iii) la Ley N° 2.567 de Residuos Peligrosos, reglamentada por el Decreto N° 712/2002; (iv) la Ley N° 3.122 que crea el Programa de Saneamiento Ambiental, 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 como ser, por ejemplo, la Resolución N° 70/15 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable de Chubut que establece una serie de medidas aplicables a aquellos proyectos que contemplen captaciones de agua –superficial o subterránea-; 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) recae prioritariamente en el 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 evaluación de impacto ambiental ante la autoridad regulatoria competente para su aprobación. En caso de que fuere aprobado, emitirá una declaración de impacto ambiental que debe renovarse 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 ("**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 (por ejemplo, la Ley N° 990 de la provincia de Santa Cruz que aprueba el Código de Procedimientos Mineros).

### **La Industria de Energías Renovables en Argentina**

PCR ha incursionado en el negocio de las energías renovables a partir de la adquisición de importantes proyectos de energía renovable consistentes en la construcción de 3 parques eólicos de una capacidad total de generación de 329,4 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 El Mataco. El proyecto Parque Eólico del Bicentenario I, adquirido en 2016, consta de 28 aerogeneradores 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. El plazo de terminación del proyecto es de 640 días a partir del 26 de mayo de 2017, fecha en la que el PPA comenzó a tener efectos. La inversión total fue de US\$150 millones, incluyendo el IVA. A la fecha de este Prospecto, el 100% de las inversiones han sido ejecutadas y el proyecto se encuentra operativo y con habilitación comercial desde marzo de 2019. El parque eólico Bicentenario II de 25,2 MW consta de dos PPA privados (dentro del marco legal conocido como MATER) que finalizan en el año 2035, el principal con ACINDAR (aproximadamente 18 MW) y otro con PCR para abastecer la fábrica de cemento (aproximadamente 7,2 MW). El parque eólico se encuentra operativo y con habilitación comercial desde abril de 2019.

En diciembre de 2017, por medio de la Resolución N° 488-E/2017 del MEyM, la Compañía resultó adjudicataria de los PPAs de dos parques eólicos de energía renovable dentro del marco de la Ronda 2, Fase 2 del programa Renovar. Estos proyectos eólicos se denominan Parque Eólico El Mataco ("**Parque Eólico Mataco**") y Parque Eólico San Jorge ("**Parque Eólico San Jorge**") y, junto con el Parque Eólico Mataco, los "**Proyectos de Parques Eólicos**". Estos Proyectos de Parques Eólicos fueron unificados como un único proyecto denominado San Jorge-El Mataco por una potencia total de 203,4 MW, y cuentan con habilitación comercial desde julio de 2020. Este proyecto es administrado por Luz de Tres Picos S.A., una subsidiaria de la Compañía. El proyecto se está desarrollando en Tornquist, Provincia de Buenos Aires. Para el proyecto se seleccionaron aerogeneradores VESTAS V136 con 136 metros de diámetro de rotor, de los cuales 24 son de 4,2 MW y con una altura de buje de 130 metros y otros 27 tienen 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 en enero de 2021 (730 días a partir de la obtención de la garantía del Banco Mundial). La inversión total estimada para ambos Proyectos de Parques Eólicos asciende aproximadamente a US\$ 285 millones (incluyendo el IVA). Para mayor información véase la sección "*Información sobre la Emisora - División Energías Renovables*" de este Prospecto.

### **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.

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 (la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“**CAMMESA**”)); 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.

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 local respectivamente. 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.

Finalmente, es importante destacar que a raíz de la sanción de la reciente Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (conforme se define más adelante) se declaró la emergencia en materia energética y tarifaria y por ello se 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 (ii) facultar al PEN 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) y, (iii) facultar al Poder Ejecutivo nacional para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el plazo de un año. Con respecto al punto (i), el 19 de junio de 2020, el Poder Ejecutivo prorrogó el congelamiento de tarifas por 180 días adicionales, a contar desde el vencimiento del plazo anterior. Todo esto, con el objetivo de reducir la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020.

La intervención del ENRE se llevó a cabo a través del Decreto N° 277/2020, que designó al Lic. Basualdo Richards como Interventor hasta el 31 de diciembre de 2020 con el fin de realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica e informar al Poder Ejecutivo nacional los resultados, así como toda circunstancia que considere relevante, aportando la totalidad de la información disponible y proponiendo las medidas que en cada caso estime corresponda adoptar.

### **Marco Regulatorio de la Energía Renovable en Argentina**

En años recientes, Argentina ha adoptado como una de sus prioridades la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables. En tal sentido, se ha emitido normativa para regular e incorporar este tipo de energía en el MEM, e incentivar este tipo de energía a través de beneficios impositivos y tarifas subsidiadas y preferentes.

En cuanto a la legislación en materia de energía renovable, ya en el año 1998 el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 25.019 que declaró de interés nacional la generación de energía eólica y solar, estableciendo beneficios como la estabilidad fiscal por el término de quince (15) años y el diferimiento de tributos.

Posteriormente, en el año 2006 el Congreso sancionó la Ley N° 26.190 que declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de fuentes 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, y se estableció como objetivo lograr que las fuentes de energía renovables alcancen el 8% de consumo de energía eléctrica nacional para el año 2016. A tal fin, se establecieron nuevos beneficios fiscales, como la amortización

acelerada de las inversiones y la exención del impuesto a la ganancia mínima presunta, a la vez que se actualizó el sistema de primas (pagos) por KW generado a los fines de formar el FODER (tal como se define más adelante). La Ley N° 26.190 recién fue reglamentada en el año 2009.

En el 2009, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 712/2009 por medio de la cual habilitó la realización de contratos de abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada presentadas por parte de ENARSA en su calidad de Agente MEM sobre proyectos que, al momento de la convocatoria, no contasen con las instalaciones de generación a comprometer que estuvieran habilitadas comercialmente, o que, a tal fecha no estuvieran interconectadas al MEM.

En este contexto, ENARSA convocó en el año 2009 a una licitación pública en la cual distintas empresas ofrecieron sus proyectos de generación de energía renovable, compitiendo entre sí por el precio del megavatio que ofrecían a ENARSA. De acuerdo con el Programa GENREN, ENARSA licitaría la compra de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables para luego venderla mediante la suscripción de contratos de abastecimiento a 15 años a CAMMESA. ENARSA recibió ofertas por 1436,5 MW distribuidos en 51 proyectos. Bajo el Programa GENREN se adjudicaron 32 proyectos que sumaban una potencia total de 895 MW.

En octubre de 2015 se promulgó la Ley N° 27.191 que modifica el “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” aprobado por la Ley N° 26.190. Las modificaciones buscaron establecer un nuevo marco legal más detallado para incentivar la inversión en energías renovables y promover la diversificación de un mix de generación de energía eléctrica renovable, a través del incremento de la viabilidad de los recursos renovables. Entre sus puntos, la nueva ley:

(1) Fija objetivos para el consumo de energías renovables para los usuarios de energía eléctrica de Argentina. A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025;

(2) Modifica y amplía los beneficios impositivos para los proyectos seleccionados;

(3) Crea el “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (en adelante, “**FODER**”) como un fideicomiso de administración y financiero en el que el Estado Nacional es fiduciante y fideicomisario del Fondo y el Banco de Inversión y Comercio Exterior (“**BICE**”) como fiduciario y a las personas físicas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión como beneficiarios. El FODER deberá destinar los activos del fideicomiso para extender créditos, realizar aportes de capital y adquirir todo otro instrumento financiero que puede ser requerido para la ejecución y financiamiento de los proyectos seleccionados incluyendo la generación de energía eléctrica utilizando recursos renovables;

(4) Establece obligaciones para (i) Grandes Usuarios (usuarios que, en razón del nivel de consumo, compran energía eléctrica directamente del MEM, son referidos en este Prospecto como “**Grandes Usuarios**”), (ii) usuarios que tengan gran demanda en la distribución de energía eléctrica o (iii) agentes distribuidores con capacidad de demanda igual o superior a 300 KW, que tiene que lograr objetivos graduales a través de la auto generación o sino a través de la compra de dicha energía eléctrica de los generadores (directamente o a través de distribuidores o intermediarios de energía eléctrica del mercado mayorista operador CAMMESA), a un precio que no podrá exceder el promedio de US\$113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018.

El Decreto N° 531/2016, regulatorio de la Ley N° 27.191 (para todos los propósitos de este Prospecto, las Leyes N° 26.190, 27.191 y sus decretos regulatorios constituyen el “**Régimen de Energías Renovables**”), delegó en el MEyM (particularmente en la Subsecretaría de Energías Renovables) el establecimiento de procedimientos requeridos para el cumplimiento de objetivos energéticos, ofertas o subastas. En adición, este Decreto establece la estructura inicial del FODER y los recursos que serán luego afectados en la operación.

A los fines de implementar los objetivos fijados en el Régimen de Energías Renovables, a través de la Resolución N° 136-E/2016, el MEyM realizó la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el



MEM de energía eléctrica de fuente renovable en el marco del programa denominado “RenovAr Programa Ronda 1”. Los términos de licitación previeron que, inicialmente, la adjudicación sería para los proyectos que calificaron bajo los siguientes criterios para adjudicar: (a) 600 MW para proyectos eólicos, (b) 300 MW para proyectos solares, (c) 65 MW para proyectos de biomasa , (d) 20 MW para proyectos hidráulicos pequeños, y (e) 15 MW para proyectos de biogás.

El marco contractual del Programa Renovar como se encuentra en este Prospecto, incluye los siguientes documentos: (a) un contrato de abastecimiento de recursos de energías renovables, (b) términos vinculantes, y (c) contrato de adhesión al FODER.

A continuación, se resume brevemente los aspectos esenciales del marco regulatorio contractual establecido en el Programa Renovar-Rondas 1, 1.5 y 2-:

1. Vendedor: es el agente generador, co-generador o auto generador del MEM cuyo proyecto fue adjudicado a través de una sociedad vehículo para fines específicos.

2. Comprador: CAMMESA, en representación de los agentes distribuidores y Grandes Usuarios del MEM (hasta que esa posición sea designada nuevamente entre agentes distribuidores o Grandes Usuarios del MEM).

3. Plazo de Abastecimiento: hasta 20 años a partir de la fecha de la autorización comercial.

4. Previo a la fecha de habilitación comercial, el Proyecto debe cumplir los siguientes hitos: (i) Fecha de Cierre Financiero, (ii) Fecha de Comienzo de Construcción, (iii) Fecha de Principio de Ejecución (en el caso de RenovAr Ronda 2), y (iv) Fecha de Habilitación Comercial. En caso de una demora mayor a 60 días en los supuestos (i) a (iii) y salvo la existencia de caso fortuito o fuerza mayor, el Vendedor deberá aumentar la garantía de cumplimiento contractual en un 20% de su monto vigente, dentro de los diez días de finalizado el plazo de 60 días.

5. Demora en la Fecha de Habilitación Comercial: En caso que el Proyecto no cumpliera con la fecha programada de habilitación comercial, el Vendedor podrá solicitar una prórroga de 180 días, sin perjuicio de las penalidades previstas en el PPA. En efecto, durante ese período el Comprador tendrá derecho a imponerle al Vendedor una multa de US\$1.388 USD/MW (mil trescientos ochenta y ocho dólares) de Potencia Contratada, por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial comprometida. El monto resultante podrá ser descontado de la remuneración a abonar al Vendedor a partir de la fecha efectiva de habilitación comercial, en doce cuotas mensuales, iguales y consecutivas. Asimismo, dentro de los diez días de notificada la aplicación de las multas, el Vendedor puede optar porque tal monto sea descontado en 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas más una tasa de interés efectiva anual en dólares de 1,7%. Una vez finalizada la prórroga inicial de 180 días, el Vendedor puede solicitar una extensión por igual plazo, bajo apercibimiento de rescisión del PPA, si (i) prueba la ejecución de al menos el 70% de los trabajos, (b) ha aumentado la garantía de cumplimiento del contrato en caso de incumplimientos en los hitos (i) a (iii) mencionados en el punto anterior; y, (iii) aumenta en un 30% del monto original, la garantía de cumplimiento del contrato. Durante esta extensión y hasta la fecha de habilitación comercial, el Comprador podrá aplicarle al Vendedor una multa diaria en de 1388 USD/MW de Potencia Contratada, ajustada por el porcentaje de los trabajos ya finalizados. En cualquier caso, el Plazo de Abastecimiento comenzará el día siguiente a la finalización de la primera extensión. Una vez concluidas todas las prórrogas sin que el Proyecto haya alcanzado la habilitación comercial, el Comprador podrá rescindir el PPA.

6. Remuneración en Dólares, a ser pagada por CAMMESA conforme a los procedimientos para la energía eléctrica a ser suministrada, determinada en el Cronograma de Operación, Despacho de Cargas y Estimación de Precios en el MEM ("**Los Procedimientos**"), a la tasa de cambio del día hábil anterior a la emisión de la boleta.

7. En el caso de que CAMMESA no cumpla con todos esos pagos, el BICE – al requerimiento del vendedor (beneficiario) – deberá pagar los correspondientes montos, siempre y cuando haya fondos suficientes en las cuentas del FODER.

8. Si cualquier de las eventualidades previstas en el Contrato de Adhesión al FODER ocurre, el vendedor tendrá derecho a vender el proyecto y el Gobierno Argentino en carácter de fiduciante deberá integrar los recursos necesarios para el FODER a los fines de pagar al precio de venta.

9. Si la cuenta no tiene fondos suficientes para integrar dicho monto, el Programa Renovar establece dos mecanismos de garantía adicionales: (i) la cancelación de las Letras del Tesoro en Garantía y (ii) la ejecución de la Garantía del Banco Mundial para aquellos proyectos que lo solicitaron.

10. La posibilidad del Gobierno Argentino de ejercer el derecho de compra de la planta en caso de ciertas fallas del comprador para cumplir con el Contrato de Adhesión al FODER.

11. Prioridad de pago en los contratos de abastecimiento.

En la Ronda 1 se presentaron 123 ofertas, por un total de 6343 MW, siendo calificadas para competir 105 ofertas, por un total de 5209 MW. Entre estas ofertas, se adjudicaron un total de 17 proyectos distribuidos de la siguiente forma a través de la Resolución N° 213 E/2016: 12 contratos de energía eólica por un total de 708 MW con un precio promedio ponderado de US\$ 59,39/MWh, un precio mínimo de US\$ 49,10/MWh y un precio máximo de US\$ 67,20/MWh, cuatro proyectos solares por 408 MW con un precio promedio ponderado de US\$ 59,75/MWh, un precio mínimo de US\$ 59,00 y un precio máximo de US\$ 60,00/MWh; cinco pequeños proyectos hidroeléctricos con una capacidad total instalada de 11,37 MW, todos a un precio de US\$105/MWh; seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 8,64 MW, con un precio promedio ponderado de US\$154/MWh, un precio mínimo de US\$ 118/MWh y un precio máximo de US\$ 160/MWh; y dos proyectos de biomasa, para una capacidad total instalada de 14,5 MW, ambos a un precio de US\$ 110/MWh.

A la luz del éxito de la Ronda 1, el MEyM mediante la Resolución N° 252/2016 llamó a una segunda ronda para los licitantes cuyos proyectos no fueron adjudicados. Esta convocatoria se denominó "RenovAr Ronda 1.5" y, entre otras cosas, permitió a los participantes volver a presentar sus ofertas con un nuevo precio o remediar aquellas omisiones o errores que condujeron a la descalificación durante la Ronda 1. En este contexto, a través de la Resolución N° 281-E / 2016, se otorgaron treinta proyectos adicionales para una capacidad total de 1281,6 MW, de la siguiente forma: 10 contratos de energía eólica para una capacidad total de 765,4 MW con un precio promedio ponderado de US \$ 53,34 / MWh, un precio mínimo de US \$ 46 / MWh y un precio máximo de US \$ 59,38 / MWh; y 20 contratos de energía solar para una capacidad agregada de 516.2 MW con un precio promedio ponderado de US \$ 54.94 / MWh, un precio mínimo de US \$ 48,00 / MWh y un precio máximo de US \$59,20/MWh.

Finalmente, en agosto de 2017, a través de la Resolución N° 275-E/2017, el MEyM llamó a la Ronda 2 del Programa RenovAr instruyendo a CAMMESA a llevar a cabo la licitación. En esta oportunidad, el MEyM adjudicó, a través de la Resolución N° 473-E / 2017, sesenta y seis proyectos para una capacidad total de 1404 MW, distribuidos de la siguiente manera: 117,2 MW para biomasa, 35 MW para biogás; 13,1 para el biogás del vertedero, 20,8 para la pequeña hidráulica, 665,8 MW para la energía eólica y 556,8 MW para la energía solar.

De manera similar a lo ocurrido durante la Ronda 1, a través de la Resolución N° 473/2017, el MEyM invitó a los licitantes calificados, pero no adjudicados, a celebrar acuerdos de suministro de fuentes de energía renovables y los correspondientes Contratos de Adhesión al FODER. Esta Ronda fue nombrada como "RenovAr 2.5" y la Compañía recibió dos proyectos eólicos (P.E. San Jorge y P.E. El Mataco) de 100 MW cada uno.

Asimismo, en la medida que la Ley N° 27.191 excluye la generación de energía a partir de fuentes renovables de los límites impuestos a la suscripción de contratos del mercado a término, el ex MEyM emitió la Resolución N° 281/2017 ("**Resolución 281**") que reglamenta el Mercado a Término de Energías Renovables ("**MATER**"), en el que Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores y Comercializadores pueden celebrar contratos de abastecimiento de energía, pactando sus condiciones esenciales en un marco de autonomía y libertad contractual, en particular en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales.

En este contexto, la Resolución 281 estableció las condiciones de cumplimiento de las metas de consumo de energía renovable previstas en la Ley N° 27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes

demandas (clientes de los distribuidores del MEM), en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) medios, a través de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531 de fecha 30 de marzo de 2016, modificatorios y complementarios.

De esta manera, la Resolución 281 permitió que los grandes usuarios cumplieran con sus cuotas de consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por medio de: (i) el sistema de compras conjuntas de CAMMESA, (ii) contrataciones individuales en el MATER con generadores o comercializadores (i.e. contratos de abastecimiento de energía entre privados), o (iii) el desarrollo de proyectos de autogeneración o cogeneración.

A tal fin, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables habilitados para suministrar la energía eléctrica a los grandes usuarios ("**Proyectos Habilitados**") deben cumplir con los siguientes requisitos: a) Sean habilitados comercialmente de conformidad con Los Procedimientos, con posterioridad al 1° de enero de 2017; b) Estén inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable ("**RENPER**"); c) No sean proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, por la potencia ya contratada.

Asimismo, los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de los Proyectos Habilitados podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las Leyes N° 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016.

El 21 de mayo de 2020 el Secretario de Energía instruyó a CAMMESA a suspender el cómputo de plazos respecto de la ejecución de los contratos del Programa RenovAr Rondas 1, 1.5, 2 y 3, en virtud de lo previsto en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y del contexto de pandemia mundial del COVID-19, entre el 23 de diciembre de 2019 y el 30 de junio de 2020. Posteriormente, el 10 de junio el Secretario de Energía modificó los términos de dicha suspensión, extendiéndola hasta el 12 de septiembre de 2020 (el "**Período de Suspensión**").

La suspensión será aplicada al cómputo de plazos de las obligaciones emergentes de los PPA y alcanza a los titulares de proyectos que suscribieron PPAs a partir de fuentes renovables y los contratos celebrados en el marco de las Resoluciones N° 202/2016 y 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería, y la Resolución N° 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, cuyos proyectos no se encuentran habilitados comercialmente. En consecuencia, de esta manera los días que corren durante el Período de Suspensión no deben computarse a los efectos de los plazos de los contratos, reiniciándose el cómputo el 13 de septiembre de 2020, extendiéndose dichos plazos por la cantidad de días que transcurrieron entre la suspensión y la fecha prevista para la habilitación comercial original, mientras que para aquellos proyectos en que la habilitación comercial efectiva no se produzca dentro del Período de Suspensión, se considerará que la fecha prevista para la habilitación comercial es último día de la suspensión referida, o sea el 12 de septiembre de 2020.

### ***Remuneración Mercado Spot***

Con fecha 17 de julio de 2015, la ex Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución N° 482/2015 que: (i) actualizó los valores de la remuneración; (ii) modificó el cálculo de los cargos variables de transporte aplicable a los generadores hidroeléctricos y renovables; (iii) incorporó un concepto adicional denominado "Recursos para Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018"; (iv) incorporó un concepto remuneratorio denominado "Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018" aplicable a las unidades que se instalen en el marco del FONINVEMEM 2015-2018; y (v) creó un nuevo régimen de contribuciones específicas para generadores involucrados en proyectos de inversión aprobados por la entonces Secretaría de Energía y un nuevo régimen de incentivos para la producción de energía y eficiencia operativa para los generadores comprendidos en la norma.

Este esquema fue posteriormente modificado por la Resolución N° 22/2016 y luego por la Resolución N° 19/2017 que fijó un sistema remunerativo en dólares estadounidenses. Ambas resoluciones fueron derogadas por la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, pero se mantuvo el esquema basado en dólares estadounidenses.

Finalmente, el 27 de febrero de 2020, en el marco de la emergencia decretada por el actual Gobierno, la Resolución N° 1/2019 fue modificada por la Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía, que modificó el sistema de pagos spot existente, por un esquema remunerativo basado en pesos argentinos.

Conforme lo previsto por la Resolución N° 31/2020, la “Remuneración por Energía” se define en su nodo y se le reconocerá por su energía generada un Precio de Energía No Convencional (“PENC”) establecido en 1680 \$/MWh (mil seiscientos ochenta pesos por Megavatio-hora)

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 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 son los siguientes:

1. Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada de activos a los fines del impuesto a las ganancias.

2. Extensión a diez años del plazo para el traslado de quebrantos impositivos a efectos de su compensación con ingresos obtenidos 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 del 10% del impuesto sobre los dividendos o utilidades (creado 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. Resulta importante tener en cuenta que la Ley N° 27.260 establece la derogación de este impuesto del 10 % del impuesto a las ganancias aplicable sobre la distribución de dividendos o utilidades. La Ley N° 27.430 (publicada en el Boletín Oficial el 29 de diciembre de 2017) gravó nuevamente la ganancia neta de las personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior derivada de los dividendos y utilidades distribuidas por las entidades argentinas aplicándose la alícuota del 13% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 7% para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2020 y siguientes. El presente beneficio no aplicaría a sobre el impuesto creado por la Ley N° 27.430. Por otra Parte, en virtud de la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se suspende la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley N° 27.430 hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la

alícuota del 30 % y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las entidades argentinas.

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.

6. Otros beneficios, incluida la posibilidad de trasladar los mayores costos derivados de los aumentos de impuestos al precio de la energía renovable vendida; exención de los derechos de importación y la tasa de estadística para la importación de nuevos activos de capital, equipo especial y partes y componentes relacionados que son necesarios para, entre otras cosas, la ejecución del proyecto en la medida en que la importación de los mismos sea realizada hasta el 31 de diciembre de 2017; y la exención de impuestos especiales, tarifas y regalías de cualquier jurisdicción impuesta sobre el acceso y uso de fuentes de energía renovables dentro de las jurisdicciones participantes hasta el 31 de diciembre de 2025, excluyendo las tarifas potenciales pagaderas sobre el uso del terreno estatal donde los proyectos se basan.

7. Aquellos que deseen participar en el Régimen de Energías Renovables deben renunciar a los beneficios otorgados por sistemas anteriores bajo las Leyes Nº 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.

### **c) Descripción de las actividades y negocios de la Compañía**

La Compañía es una empresa argentina de energía con más de 95 años de experiencia en la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, y la mayor productora de cemento de la Patagonia Argentina. 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, en la cuenca oriental en Ecuador y en menor medida en el valle inferior de la cuenca Magdalena en Colombia. 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 dos parques eólicos en operación por 126 MW de potencia y otros dos parques eólicos por 203,4 MW de potencia que se encuentran en su etapa final de construcción, de los cuales 100 MW se encuentran con habilitación comercial y despachando energía en el mercado spot. La Sociedad estima que la construcción finalizará a fines de julio de 2020 y que obtendrá la habilitación comercial del resto de los MW pendientes durante el mes de agosto del corriente año.

#### *Negocio Upstream*

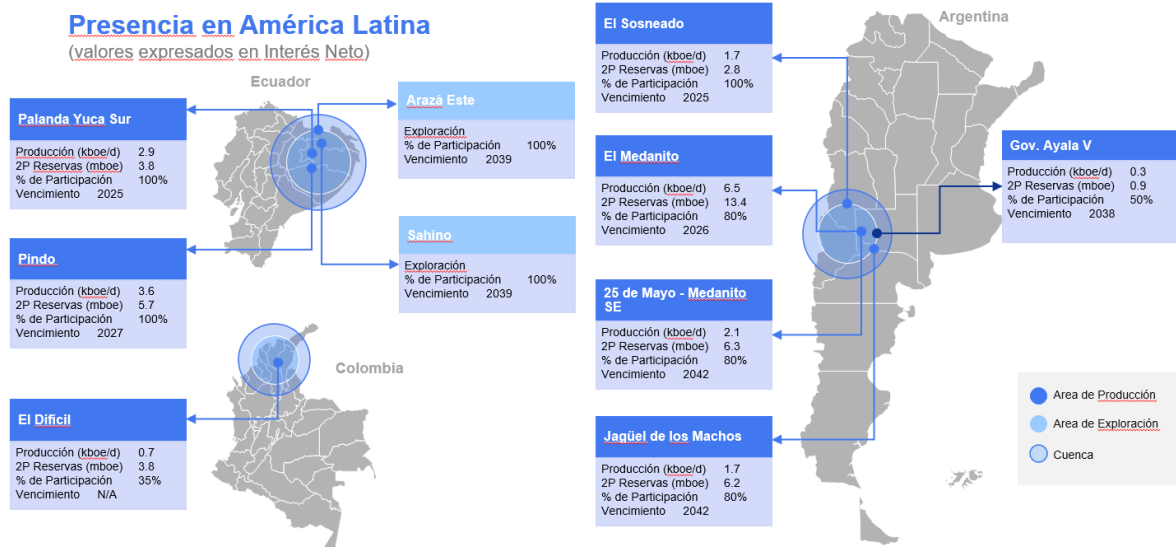
La Compañía posee un atractivo portfolio de yacimientos de petróleo y gas natural en Argentina, Ecuador y, en menor medida, en Colombia. Las áreas de la Compañía comprenden aproximadamente 5.987,5 km<sup>2</sup>. Para el ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2020, la producción diaria promedio neta de petróleo crudo de la Compañía fue de 15.114 Bbl/d, mientras que la producción diaria promedio neta de gas natural fue 4.748 Boe/d.

En Argentina, la Compañía posee una participación directa y opera en cinco (5) áreas de petróleo y gas a lo largo de la cuenca neuquina. Asimismo, la Compañía posee una participación directa en un (1) área de petróleo y gas en la cuenca del Golfo de San Jorge, la cual se encuentra actualmente en proceso de devolución a Petrominera Chubut S.E. Las áreas de Argentina de la Compañía comprenden 5.485,31 km<sup>2</sup>. Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la producción diaria promedio bruta de petróleo crudo en

Argentina fue de 10.047 Bbl/d, mientras que la producción diaria promedio bruta de gas natural fue de 6.071 Boe/d (incluyendo la participación accionaria de los socios de la Compañía en las respectivas áreas en Argentina). Al 31 de diciembre de 2019 las reservas probadas brutas de Argentina eran de 25.338 miles de barriles de petróleo y 13.711 Mboe de gas natural, comprendiendo 6,6 y 6,6 años de reservas, respectivamente.

En Ecuador, la Compañía posee una participación y opera en las áreas de Sahino, Arazá Este, Palanda Yuca Sur y Pindo en la cuenca oriental. Las áreas de Ecuador de la Compañía comprenden la totalidad de 364,5 km<sup>2</sup>. Al 31 de marzo de 2020 el promedio diario de producción de petróleo crudo fue de 6.678 Bbl/d. Al 31 de diciembre de 2019 las reservas probadas brutas de Ecuador eran de 9.641 miles de barriles de petróleo, comprendiendo 3,9 años de reservas.

En Colombia, la Compañía ha adquirido una participación del 35% en el área El Difícil, ubicada en el valle inferior de Magdalena, que comprende la totalidad de 137,4 km<sup>2</sup> (107,8 km<sup>2</sup> en el Área Inicial (tal como se define más adelante) y 29,7 km<sup>2</sup> en el Área Condicionada (tal como se define más adelante). Al 31 de marzo de 2020, el promedio diario de producción bruta del yacimiento El Difícil (Colombia), fue de aproximadamente 170 Bbl/d de petróleo crudo y 2.034 Boe/d de gas natural. Al 31 de diciembre de 2019 las reservas probadas brutas de Colombia eran de 937 miles de barriles de petróleo y 23.703 Mboe de gas natural comprendiendo 11,5 y 10,0 años de reservas, respectivamente.



Reservas al 31 de diciembre de 2019 y Producciones al 31 de marzo de 2020

13

### El negocio de la Energía Renovable.

La Compañía cuenta con importantes proyectos de energía renovable, consistentes en 3 parques eólicos en operación con una potencia total de 329,4 MW: (i) 100,8 MW del Parque Eólico del Bicentenario I, (ii) 25,2 MW del Parque Eólico del Bicentenario II, y (iii) 203,4 MW del Parque Eólico San Jorge y El Mataco. Para todos los parques eólicos hemos optado por dotarlos con equipamiento y tecnología de última generación, con proveedores de equipos líderes a nivel mundial. Para más información véase “Información sobre la Emisora – División Energía Renovable”.



## Presencia geográfica otorgada a los proyectos de energía eólica

El Programa de Energías Renovables mejora considerablemente la perspectiva hacia la industria, haciendo que las inversiones sean una oportunidad sin precedentes para PCR.

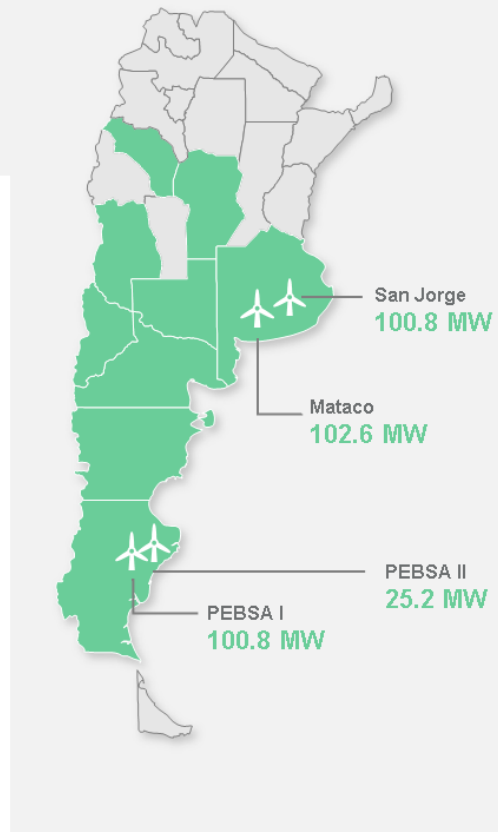
Participando en el programa RenovAr, PCR ha recibido varios PPA's a largo plazo.

Este tipo de inversiones tiene varios beneficios fiscales, como reembolsos del Impuesto al Valor Agregado (IVA) e amortizaciones acelerada para Impuesto a las Ganancias.

	RenovAr 1		RenovAr 1.5		RenovAr 2.0	
	Total	PCR	Total	PCR	Total	PCR
Proyectos Adjudicados	12	1	10	2	11	
Potencia (MW)	707	100	765	200	933	
Precio (USD/MW) <sup>(2)</sup>	<b>59.39</b>	<b>49.50</b>	<b>53.34</b>	<b>40.27</b>	<b>40.6</b>	

(1) CAMMESA 2018 Reporte Anual

(2) No incluye incentivos para los primeros años (-/+20%)



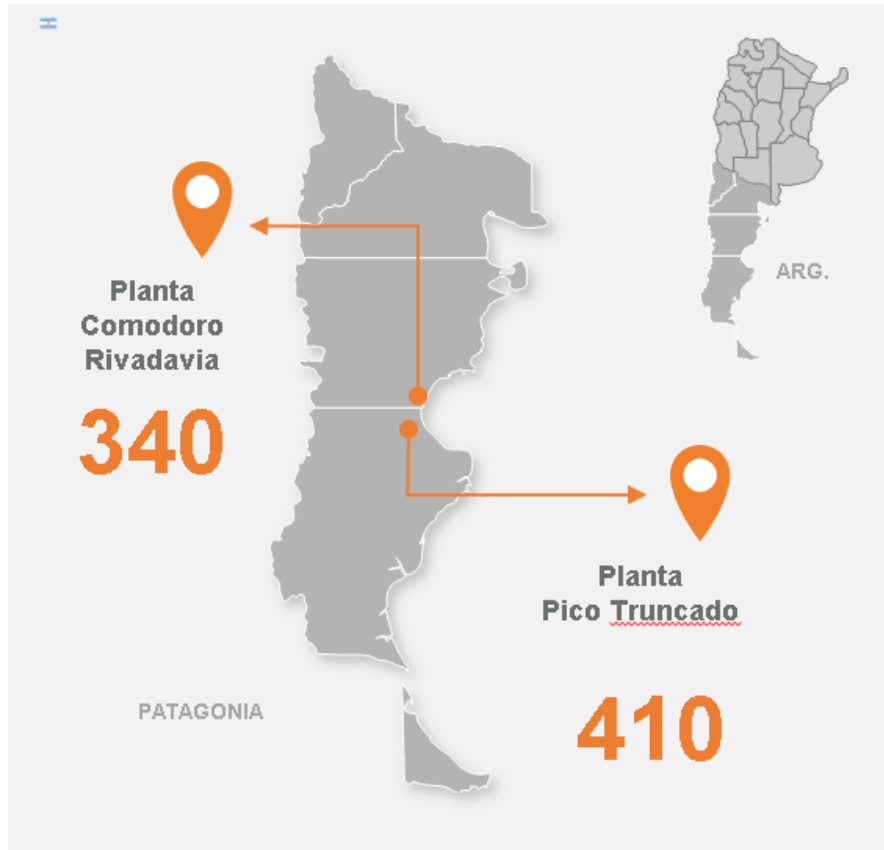
### El negocio del Cemento

PCR es la productora líder de cemento en la Patagonia Argentina y cuenta con una moderna planta de fabricación de cemento inaugurada en el año 2008, la Planta de Pico Truncado. Al 31 de diciembre de 2019, la capacidad productiva combinada de cemento de ambas plantas era de 750.000 toneladas por año. En la Patagonia Argentina, PCR ha logrado una participación de aproximadamente el 48,5%, 49,5% y 49,6% en los años 2019, 2018 y 2017 respectivamente y de aproximadamente el 4,1%, 3,7% y 3,7% en los años 2019, 2018 y 2017 respectivamente en el mercado de cemento en Argentina.

Asimismo, al 31 de marzo de 2020, PCR tuvo una participación aproximada del 48,0% y del 4,6% en el mercado de cemento de la Patagonia Argentina y del mercado de cemento de Argentina, respectivamente. 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:

### Capacidad de molienda de cemento (miles de toneladas por año)



### Fortalezas Competitivas

La Compañía considera que ostenta las siguientes fortalezas competitivas:

- *La Compañía tiene una experiencia de más de 90 años en la producción de gas y petróleo.* La Compañía se dedica a la exploración y producción de petróleo y gas, y ha logrado en forma exitosa una fuerte presencia en la cuenca neuquina en Argentina y en la cuenca oriental de Ecuador, las cuales son dos de las cuencas de hidrocarburos más importantes en ambos países. La Compañía posee derechos para la explotación de un total de 10 áreas de petróleo y gas, de las cuales 8 son productivas, y al 31 de marzo de 2020 ha logrado obtener un promedio diario de producción bruta de petróleo de 16.894 Bbl y un promedio diario de producción bruta de gas de 8.105 Boe (en todos los casos, incluyendo las participaciones de nuestros socios en las respectivas áreas). A partir del 2015 y hasta el 2019, la Compañía ha perforado 136 pozos de petróleo y gas, de los cuales sólo 10 resultaron en pozos secos, teniendo como resultado una relación de éxito del 93%. 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.
- *La Compañía también tiene una vasta experiencia en la producción y distribución de cemento.* Durante los últimos 60 años, la Compañía ha producido cemento en sus plantas ubicadas en la Patagonia Argentina y ha vendido sus productos a clientes en el sur de Argentina y Chile. La marca de cemento "Comodoro" de la Compañía se encuentra bien posicionada en el mercado, y su cemento para pozos petroleros y los productos de cemento para la construcción se distinguen de los de sus competidores.



- *Modelo de negocios único y diversificado.* La Compañía tiene un portfolio de activos de petróleo y gas geográficamente diversificados en Argentina, Ecuador y, en menor medida, en Colombia, permitiéndole, de esta forma, mitigar los riesgos políticos y geológicos. Adicionalmente, el 92% de la producción de cemento de la Compañía es utilizada para la construcción y el 8% restante se relaciona con el gas y el petróleo, realizando la diversificación de las actividades, haciéndolas más independientes del desarrollo de la industria del petróleo y gas. Finalmente, la Compañía expandió sus negocios a la industria de energías renovables en Argentina esperando que provea de flujo de efectivo estable, mediante la firma de contratos PPA (conforme dicho término se define más adelante) con plazos mayores a 15 años.
- *Sólida posición en las industrias de petróleo, gas y cemento.* La Compañía es actualmente una de las operadoras líderes en Argentina en la explotación de áreas a mediana escala. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía ocupaba el séptimo puesto en el ranking de producción de petróleo en Argentina y el décimo séptimo en el ranking de producción de gas, conforme a información del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. La Compañía está posicionada en el puesto 7 dentro de los productores de petróleo en Ecuador conforme a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. Asimismo, la Compañía es la productora de cemento líder en la Patagonia Argentina con más de 60 años de experiencia, y con una participación del 45% del mercado en la Patagonia argentina, basado en las toneladas de cemento vendidas en el año 2019, conforme a la AFCP. La Compañía está posicionada en el puesto 7 dentro de los productores de petróleo en Ecuador conforme a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
- *Costos de extracción atractivos en petróleo y gas.* La Compañía ha disminuido significativamente el costo promedio ponderado de extracción de petróleo y gas en las áreas maduras que opera, principalmente 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.
- *Bajo costo de los suministros de energía.* Debido a la ubicación estratégica de la Compañía en la Patagonia Argentina, tiene acceso a uno de sus principales insumos de producción, el gas natural, a precios más bajos que sus competidores. Las instalaciones de producción de cemento de la Compañía están ubicadas cerca de las reservas de gas de las cuencas Golfo San Jorge y Austral, lo que implica menores costos y fuentes de energía más confiables que las disponibles para nuestros competidores ubicadas cerca de la cuenca Neuquina. Los menores precios del gas natural en el sur de la Patagonia Argentina son el resultado de una capacidad de transporte limitada que lleva a los productores locales a vender gas natural a precios reducidos cerca de sus instalaciones. La limitada capacidad de transporte en la Patagonia Argentina, la proximidad a las reservas de gas y la menor demanda en el sur de esta región le da un suministro de gas más estable que la de los competidores ubicados principalmente en regiones donde la demanda de gas natural es alta. Además, la propia producción de gas le proporciona una cobertura contra las fluctuaciones de precios.
- *Posición estratégica para capturar la creciente demanda.* Con respecto al negocio de petróleo y gas, la Compañía ha invertido principalmente en áreas de riesgo relativamente bajo, con infraestructura existente y demanda establecida. Los bloques centrales en sus áreas, tanto en Argentina como en Ecuador, cuentan con infraestructura existente de *upstream* y superficie, como plantas de tratamiento, y sistemas de bombeo y tuberías. Como resultado, la Compañía puede aumentar su producción en sus áreas existentes con inversiones de capital reducidas y bajos costos de comercialización. Debido a la proximidad de algunas áreas entre sí, principalmente las ubicadas en la provincia de La Pampa, la Compañía puede aprovechar ciertas sinergias, la demanda potencial proveniente de las ciudades moderadamente pobladas que rodean esas áreas y la proximidad a la infraestructura general necesaria para acceder a las redes de transporte.

Además, dado que la Compañía es uno de los productores de cemento más importantes de Argentina y el líder en la Patagonia Argentina, ésta considera que puede beneficiarse de los aumentos esperados en el consumo de cemento en dicha región. La Compañía considera que este aumento en el consumo de cemento estaría principalmente impulsado por la construcción planificada de nuevos parques

eólicos en la Patagonia Argentina, el aumento de las actividades de petróleo y gas en la región y la construcción proyectada de dos nuevas represas en el río Santa Cruz.

- *Actor relevante en el sector de generación de energía de fuente renovable en Argentina.* Actualmente, la Compañía se encuentra desarrollando su potencial en la industria de energía renovable, a fin de aprovechar el marco regulatorio actualmente favorable en Argentina. En 2016, la Compañía resultó adjudicataria del Parque Eólico Bicentenario I bajo la Ronda 1.5 del Programa Renovar, su primer proyecto de parque eólico de 100 MW ubicado en Jaramillo, Provincia de Santa Cruz. . La Compañía amplió la capacidad del parque eólico añadiendo 25 MW (Parque Eólico Bicentenario II) y, vendiendo su energía a consumidores mayoristas privados a través del programa MATER. Ambos proyectos representaron una inversión total de aproximadamente US\$150 millones (incluyendo el IVA). El Parque Eólico del Bicentenario I comenzó a operar el 13 de marzo de 2019, mientras que el Parque Eólico del Bicentenario II comenzó sus operaciones el 18 de abril de 2019.

En diciembre de 2017, la Compañía resultó adjudicataria de dos proyectos adicionales de parques eólicos en la Ronda 2-Fase 2 del Programa Renovar, con una capacidad nominal de generación de 100 MW cada uno, ubicados en la provincia de Buenos Aires. Estos proyectos de parques eólicos fueron unificados bajo el nombre Parque Eólico San Jorge y El Mataco, demandarán una inversión total conjunta de aproximadamente US\$280 millones (incluyendo el IVA), tendrán una capacidad de conjunta de generación de energía de 203,4 MW. Estos proyectos cuentan con habilitación comercial desde inicios de julio del 2020, y ya se encuentran despachando energía a CAMMESA bajo el PPA.

Además, la Compañía se encuentra considerando otros proyectos de energía renovable que le permitirían alcanzar un camino de crecimiento continuo y estable. La Compañía podría tener la intención de participar en futuras licitaciones bajo el Programa Renovar para la venta de energía a CAMMESA o para desarrollar otros proyectos para abastecer a medianos y grandes consumidores en el mercado privado de energía renovable. La Compañía cuenta con un equipo con experiencia en la generación de energía eléctrica, desde la prospección y desarrollo de proyectos hasta la construcción y operación de plantas para la generación de energía renovable. La Compañía espera que, con la finalización de todos estos proyectos eólicos, alcanzará una capacidad instalada total de 329,4 MW. Finalmente, la Compañía también podría considerar la adquisición total o en parte de nuevos proyectos de terceros, a fin de acelerar su crecimiento en el sector.

- *Equipo directivo fuerte y experimentado y accionistas altamente comprometidos.* La gerencia de la Compañía tiene una amplia experiencia en las industrias de energía y 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 desarrollen. Además, a la fecha de este Prospecto, no ha habido ningún cambio sustancial en la estructura accionaria de la Compañía en las últimas décadas y, durante los últimos 40 años, la familia Brandi y Cavallo se han comprometido firmemente a continuar con la estrategia corporativa.
- *Solidez financiera y bajo apalancamiento.* La Compañía cree que su sólida posición financiera y su relativo bajo nivel de endeudamiento le permitirán continuar desarrollando sus negocios actuales, así como también sus proyectos de inversión en el sector de energías renovables. Al 31 de diciembre de 2019, los préstamos ascendían a Ps. 25.020,1 millones y la relación entre los Préstamos Netos Consolidados y el EBITDA Ajustado calculado en Pesos era igual a 1,9.

## **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, consolidar su posición como un jugador clave dentro de la industria de energía renovable e invertir en proyectos existentes y en nuevos proyectos en los negocios de petróleo y gas y energía renovable. Para lograr estos objetivos, la Compañía intentará enfocarse en:

- *Estrategia de corto plazo. Situación de COVID-19.* Ante la crisis económica desatada por las diferentes medidas tendientes a reducir las infecciones por Coronavirus, los precios y cantidades de petróleo crudo, gas y cemento vendidos por la Compañía se han visto fuertemente impactados. La Compañía se encuentra actualmente en situación de afrontar estos escenarios, puesto que, en el segmento de negocio de petróleo y gas, la mayoría de sus yacimientos poseen costos de producción relativamente bajos al igual que sus costos de comercialización y administración. En el caso del segmento de negocio de cemento, ambas plantas han logrado a lo largo de los años un nivel de eficiencia importante, permitiéndole de esta forma operar bajo condiciones adversas. Por el momento, la Compañía ha reducido temporalmente su nivel de inversiones, principalmente en el segmento de negocio de petróleo y gas, y ha implementado una reducción de costos y gastos operativos (en diferentes rubros), a fin de atenuar el efecto de dicho impacto. La Compañía confía en que luego de esta crisis, se encontraría en una buena posición financiera para continuar su crecimiento en busca de diferentes oportunidades en diversos sectores de negocio. Para mayor información, referirse a la Nota 8 de los estados financieros consolidados al 31 de marzo de 2020, o bien véase a la sección “*Información Adicional—h) Acontecimientos Recientes—Surgimiento y propagación de la pandemia de COVID-19*” del presente Prospecto.
- *Expandir la producción mediante un mayor desarrollo de las áreas existentes.* La Compañía intentará enfocarse en aumentar la producción y las reservas en sus áreas existentes de petróleo y gas en Argentina, Ecuador y Colombia. 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 dos años y expandirse a áreas con características geológicas similares a aquéllas actualmente productivas. Asimismo, podría aprovechar la oportunidad de adquirir áreas pequeñas y medianas que están comenzando a ser vendidas por grandes productores en el marco de una racionalización de activos no esenciales, que se centran en una producción a gran escala o reservorios no convencionales. PCR también podría considerar participar en *joint ventures* con productores más grandes para explotar estas áreas.
- *Oportunidades de crecimiento y flujos de efectivo predecibles.* El objetivo de PCR es identificar y aprovechar las oportunidades que ofrece actualmente el sector de energías renovables, mediante la participación en las distintas licitaciones del Programa Renovar o en el MATER. La Compañía cree estar bien posicionada para aprovechar estas oportunidades debido al compromiso de sus accionistas y su bajo apalancamiento. Además, los contratos de compra de energía (PPA) con CAMMESA para el suministro de energía de fuente renovable son a largo plazo (20 años) y están denominados en Dólares, lo que los convierte en una buena cobertura contra las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo. En cuanto a la división de petróleo y gas, la estrategia de PCR se centra en aumentar los esfuerzos de encontrar nuevas reservas de petróleo, en particular, por medio de la adquisición de estudios sísmicos en 2D y 3D, principalmente a través de acuerdos de servicios de terceros con peritos internacionales con experiencia.
- *Atractiva proyección de crecimiento que le permitirá a la Compañía convertirse en uno de los líderes en energías renovables.* La Compañía ha identificado la oportunidad de convertirse en uno de los líderes en generación de energía de fuente renovable. Dada la escasez de inversiones en Argentina durante los últimos 15 años, el aumento en la demanda de energía y las reformas energéticas que fueron implementadas durante los últimos años, la Compañía estima que existe un significativo potencial de crecimiento en el negocio de energía renovable. La Compañía considera que existen muchos incentivos para expandirse en este nuevo negocio y tiene la intención de hacerlo identificando y desarrollando proyectos de generación de energía renovable.
- *Mantener una posición financiera sólida.* La sólida posición financiera de la Compañía es el resultado de su perfil financiero conservador y de sus flujos de efectivo diversificados y estables. Para mantener el perfil financiero, planeamos financiar nuestros proyectos con la combinación más eficiente de capital y deuda.

## **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) producción y distribución de cemento y materiales para la construcción (la “**División Cemento**”) y (iii) la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables (la “**División Energías Renovables**”).

### **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, en Ecuador desde 1999 y en Colombia desde 2017, contando con un atractivo portfolio de yacimientos de petróleo y gas. En Argentina, sustancialmente todas las actividades de exploración y producción se encuentran focalizadas en la cuenca neuquina en las provincias de La Pampa y Mendoza y, en menor medida, en la cuenca del Golfo San Jorge, en la provincia del Chubut. En Ecuador, las actividades de exploración y producción están ubicadas en la cuenca Ecuatoriana Oriental (Pindo y Palanda Yuca Sur) y en Colombia, sus actividades de exploración se encuentran ubicadas en el valle inferior de Magdalena. Al 31 de marzo de 2020, las participaciones de PCR incluyen 11 (once) áreas de hidrocarburos sobre los que la Compañía tiene intereses, seis (6) en Argentina (de las cuales una está en proceso de devolución), cuatro (4) en Ecuador (de las cuales dos se encuentran en explotación y dos en inicio del proceso de exploración) y una (1) en Colombia.

La Compañía posee un atractivo portfolio de yacimientos de petróleo y gas natural en Argentina, Ecuador y, en menor medida, en Colombia. Las áreas de la Compañía comprenden aproximadamente 5.987,5 km<sup>2</sup>. Para el ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2020, la producción diaria promedio neta de petróleo crudo de la Compañía fue de 15.114 Bbl/d, mientras que la producción diaria promedio neta de gas natural fue 4.748 Boe/d.

En Argentina, la Compañía posee una participación directa y opera en cinco (5) áreas de petróleo y gas a lo largo de la cuenca neuquina. Asimismo, la Compañía posee una participación directa en un (1) área de petróleo y gas en la cuenca del Golfo de San Jorge, la cual se encuentra actualmente en proceso de devolución a Petrominera Chubut S.E. Las áreas de Argentina de la Compañía comprenden 5.485,31 km<sup>2</sup>. Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la producción diaria promedio bruta de petróleo crudo en Argentina fue de 10.047 Bbl/d, mientras que la producción diaria promedio bruta de gas natural fue de 6.071 Boe/d (incluyendo la participación accionaria de los socios de la Compañía en las respectivas áreas en Argentina). Al 31 de diciembre de 2019 las reservas probadas brutas de Argentina eran de 25.338 miles de barriles de petróleo y 13.711 Mboe de gas natural comprendiendo 6,6 y 6,6 años de reservas, respectivamente.

En Ecuador, la Compañía posee una participación y opera en las áreas de Sahino, Arazá Este, Palanda Yuca Sur y Pindo en la cuenca oriental. Las áreas de Ecuador de la Compañía comprenden la totalidad de 364,5 km<sup>2</sup>. Al 31 de marzo de 2020 el promedio diario de producción bruta de petróleo crudo fue de 6.678 Bbl/d. Al 31 de diciembre de 2019 las reservas probadas brutas de Ecuador eran de 9.641 miles de barriles de petróleo comprendiendo 3,9 años de reservas.

En Colombia, la Compañía posee una participación del 35% en el área El Difícil, ubicada en Colombia, que comprende la totalidad de 137,4 km<sup>2</sup> y 29,7 km<sup>2</sup> en el Área Condicionada (tal como se define más adelante). Al 31 de marzo de 2020, el promedio diario de producción bruta del yacimiento El Difícil (Colombia), fue de aproximadamente 170 Bbl/d de petróleo crudo y 2.034 Boe/d de gas natural. Al 31 de diciembre de 2019 las reservas probadas brutas de Colombia eran de 937 miles de barriles de petróleo y 23.703 Mboe de gas natural comprendiendo 11,5 y 10,0 años de reservas, respectivamente.

#### ***Operaciones en Argentina***

En Argentina, PCR posee actualmente derechos de exploración y explotación en cinco (5) áreas ubicadas en la cuenca neuquina (El Medanita, El Sosneado, Gobernador Ayala V, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo –

Medanito SE), como también un lote de explotación en el área Colhué Huapi (cuenca del Golfo de San Jorge) que actualmente se encuentra en proceso de reversión a PETROMINERA CHUBUT S.E.

En el año 2019, la Compañía fue la séptima empresa productora de petróleo crudo más grande de Argentina y la decimoséptima productora más grande de gas, basada en la producción de boca de pozo, conforme a los datos publicados por la Secretaría de Energía.

### ***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, suscritos el 1ero de julio de 2019. 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 posee 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 DUTMY posee indirectamente el otro 60% de los derechos en los mencionados contratos, con lo cual completa 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 22 de mayo de 2019 el Estado ecuatoriano, por intermedio del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables suscribió con Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., subsidiaria de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., dos contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo), en el Bloque Sahino y en el Bloque Arazá -Este de la Región Amazónica ecuatoriana. Ambos contratos se inscribieron en el Registro de Hidrocarburos con fecha 30 de mayo de 2019. A la fecha ambos contratos se encuentran en fase de exploración.

En 2019, la Compañía era la séptima productora de petróleo en Ecuador, conforme a barriles netos de petróleo crudo por año, conforme a la ARCH.

### ***Operaciones en Colombia***

El 4 de julio de 2017, PCR suscribió mediante la subsidiaria Dutmy, un contrato de cesión parcial - *farmout agreement* con la empresa Petróleos Sud Americanos S.A. respecto del Área de Operación Directa "El Díficil", ubicada en la República de Colombia, mediante el cual el 28 de diciembre de 2017 (después de que se cumplieran ciertas condiciones) en virtud del cual Dutmy adquirió una participación del 35% en el convenio de explotación del bloque El Díficil, así como en los demás activos asociados a la operación del convenio, incluyendo una planta de tratamiento de gas. Simultáneamente con la celebración del contrato de cesión, Dutmy y Petróleos Sud Americanos S.A. suscribieron un acuerdo de operación conjunta - *joint operating agreement* - que regirá los derechos y obligaciones de las partes respecto a las operaciones y actividades del bloque, así como las demás cuestiones relacionadas con el convenio de explotación, entre las cuales se acordó que Petróleos Sud Americanos S.A. continuará siendo el operador de dicha área.

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

Cuenca / Área	Provincia	Etapa	Participación PCR	Contrato		Fecha de compra / concesión	Vencimiento	Área (km <sup>2</sup> )	Tipo	Producción Promedio Bruta (boe/d) 2020 <sup>(1)</sup>				P1+P2 Reservas Brutas 31 de Diciembre 2019 (kboe) <sup>(3)</sup>			
				Modalidad	Operador					Petróleo	Gas	Total Bruto	% Interés <sup>(2)</sup>	Petróleo	Gas	Total Bruto	% Interés <sup>(2)</sup>
Argentina – Cuenca Neuquina								572		10.047	6.071	16.118	12.413	25.338	13.711	39.049	29.688
El Medanita	La Pampa	Producción	80%	U.T.E	PCR	jun-92	jun-26	834	Oil & Gas	4.815	3.403	8.219	6.575	10.055	6.770	16.825	13.460
25 de Mayo - Medanita SE	La Pampa	Producción	80% / 25% <sup>(5)</sup>	U.T.E	PCR	oct-17	jul-42	177	Oil & Gas	2.313	1.200	3.513	2.155	7.052	2.495	9.548	6.275
Jagüel de los Machos	La Pampa	Producción	80%	U.T.E	PCR	oct-17	jul-42	107	Oil & Gas	1.202	916	2.118	1.694	5.360	2.386	7.746	6.197
El Sosneado	Mendoza	Producción	100%	Concesión	PCR	sep-90	sep-25	319	Oil	1.710	-	1.710	1.710	2.847	265	3.112	2.847
Gobernador Ayala V	La Pampa	Producción	50%	U.T.E	PCR	nov-13	nov-38	253	Gas	7	552	559	279	24	1.794	1.818	909
Ecuador – Cuenta Oriental								362		6.678	-	6.678	6.678	9.641	-	9.641	9.641
Pindo	Orellana	Producción	100%	Contrato de Servicio	PCR	jul-99	dic-27	68	Oil	3.679	-	3.679	3.679	5.780	-	5.780	5.780
Palanda Yuca Sur	Orellana	Producción	100%	Contrato de Servicio	PCR	jul-99	dic-25	140	Oil	2.999	-	2.999	2.999	3.861	-	3.861	3.861
Sahino	Sucumbios	Exploración	100%	Contrato de Servicio	PCR	may-19	dic-39	99	Oil	-	-	-	-	-	-	-	-
Arazá Este	Orellana	Exploración	100%	Contrato de Servicio	PCR	may-19	dic-39	55	Oil	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia – Cuenta Magdalena								137		170	2.034	2.203	771	937	9.992	10.929	3.825
El Difícil	Magdalena	Producción	35%	Farmout Agreement	Petr. Sudamer.	dic-17	Extinción de Recursos	137	Oil & Gas	170	2.034	2.203	771	937	9.992	10.929	3.825
<b>Total PCR</b>								<b>1.071</b>		<b>16.894</b>	<b>8.105</b>	<b>24.999</b>	<b>19.862</b>	<b>35.916</b>	<b>23.703</b>	<b>59.619</b>	<b>43.154</b>

(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 inicial de exploración. Tampoco se muestran las producciones ni reservas de Colhué Huapi, por ser inmateriales.

(5) En 25 de Mayo – Medanita SE, la Compañía posee una participación del 80% sobre el crudo vendido y del 80% sobre una parte (aproximadamente el 31,72%) del gas vendido, según los términos del contrato de concesión.

### Áreas de Argentina

#### El Medanita

Se encuentra ubicada en la provincia de La Pampa, a 30 Km de la localidad de Colonia 25 de Mayo, y posee una superficie de 834 Km<sup>2</sup>. 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 Medanita” 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 Medanita” conjuntamente 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 Medanita 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 volcánicas, con una trampa estructural-estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. La densidad del hidrocarburo de El Medanita 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 Medanita 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 por barril (“**PVPP**”) sea igual o menor a US\$25/barril, (ii) cuando el PVPP fuere mayor a 25 US\$/barril y menor o igual a 100 US\$/barril, PCR recibirá un 60% sobre el excedente de 25 US\$/barril y hasta 100 US\$/barril; y (iii) cuando el PVPP fuera mayor a 100US\$/barril, la retribución de PCR sobre el excedente de 100 US\$/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 vigencia 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 Medanita por la suma de, al menos, US\$216.250.000 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 Medanita bajo la UTE.



### Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento El Medanito correspondientes al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Argentina, La Pampa El Medanito	3 meses finalizados al 31 de marzo de	12 meses finalizados al 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	80%	80%	80%	80%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	324	325	308	297
Perforaciones	-	20	8	32
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>				
Crudo	8.219	7.826	8.641	9.716
Gas	4.815	4.536	4.450	4.797
	3.403	3.290	4.191	4.919

Nota: los datos de producción bruta diaria consideran la producción bruta total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses finalizados al 31 de marzo de 2020. Incluyen la participación del 20% de Pampetrol.

### Reservas

Al 31 de diciembre de 2019, 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 Medanito hasta la finalización de la concesión. Los datos de reservas que surgen de dicho informe se incluyen en la siguiente tabla:

	Volumen Bruto (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>6.770</b>	<b>10.055</b>	<b>5.416</b>	<b>8.044</b>	<b>4.685</b>	<b>5.339</b>
Desarrolladas	3.343	5.651	2.674	4.521	2.313	3.000
No Desarrolladas	3.428	4.404	2.742	3.523	2.372	2.338
<b>Probables</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Posibles</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

(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.

(4) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

### Inversiones

Mediante el contrato de renegociación ejecutado en 2015, las inversiones totales comprometidas para los 10 años de extensión del contrato ascienden a US\$216,2 millones.

Luego de la obtención de la prórroga de concesión obtenida en El Medanito, vigente hasta junio de 2026, se planea realizar una intensa campaña de inversión en pozos nuevos en el área. Para El Medanito, el programa de perforación de la Compañía comprende 118 pozos de reservas probadas y 2 pozos de reservas probables. Además del programa de perforación se considera la implementación de una prueba piloto de recuperación secundaria. De obtener buenos resultados, se podría incrementar considerablemente el pronóstico de producción y por ende las reservas.

## 25 de Mayo - Medanito SE

El área se encuentra ubicada en la provincia de La Pampa, al oeste de El Medanito, y posee una superficie de 177 Km<sup>2</sup>. 25 de Mayo-Medanito 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, a través del cual es titular de una participación del 80% y Pampetrol del restante 20%.

### Perfil Geológico

25 de Mayo – Medanito 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 volcanoclásticas, con una trampa estructural-estratigráfica, de la cual se extrae petróleo. 25 de Mayo - Medanito 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 – Medanito 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 en relación al área de 25 de Mayo-Medanito SE. Ello así, desde el 29 de octubre de 2017, PCR es co-concesionaria 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 al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Argentina, La Pampa	3 meses finalizados al 31 de marzo de	12 meses finalizados al 31 de diciembre de		
25 de Mayo - Medanito SE	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	80%	80%	80%	80%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	376	377	384	511
Perforaciones	-	5	-	-
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>				
Crudo	2.313	2.506	2.439	398
Gas	1.200	1.305	1.358	248

Nota: los datos de producción bruta diaria consideran la producción bruta total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020. Incluyen la participación del 20% de Pampetrol.

## Reservas

Al 31 de diciembre de 2019, 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 (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>2.255</b>	<b>5.858</b>	<b>572</b>	<b>4.687</b>	<b>458</b>	<b>3.749</b>
Desarrolladas	1.895	4.906	481	3.924	385	3.140
No Desarrolladas	360	953	91	762	73	610
<b>Probables</b>	<b>130</b>	<b>356</b>	<b>33</b>	<b>285</b>	<b>26</b>	<b>228</b>
<b>Posibles</b>	<b>110</b>	<b>838</b>	<b>28</b>	<b>671</b>	<b>22</b>	<b>537</b>
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

(1) Producción total del campo.

(2) Producción a la que PCR tiene derecho, previo a 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, la empresa Medanito S.A. es titular de aproximadamente el 69% mediante un contrato de procesamiento de gas previo a la adquisición de esta área. El restante 31% se divide entre la Compañía (80%) y Pampetrol (20%). En consecuencia, la Compañía es titular del 25,38% (80%\*31,72%) de producción de gas en el área de 25 de Mayo-Medanito SE.

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

(4) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

## Inversiones

La Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión en esta zona por aproximadamente US\$49 millones. Las inversiones son ejecutadas por UTE y están sujetas a resultados exitosos de las inversiones realizadas durante los primeros dos años. El plan de trabajo actualizado de PCR incluye las siguientes inversiones a ser llevadas a cabo por la UTE: (i) estudios de embalses y pozos, (ii) de acuerdo a los resultados de las campañas de perforación de años anteriores, se continuará con la perforación de cinco (5) pozos de desarrollo por año para los años 2020, 2021 y 2022, y (iii) se continuará con la reparación de pozos inyectoros y, en función de la respuesta de los pozos, se extenderá la inyección a áreas con posibilidades.

## 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 Km<sup>2</sup>. 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.

#### *Contrato de Servicios desde el 7 de septiembre de 2015 al 28 de octubre de 2017*

El 4 de septiembre de 2015, PCR suscribió con Pampetrol un contrato de obras y servicios para operar el área “Jagüel de los Machos”, ubicada en la localidad de 25 de Mayo, provincia de La Pampa, vigente desde el 7 de septiembre de 2015. La contratación ha sido fruto de la adjudicación previa del concurso privado de precios organizado por Pampetrol, quien, mediante la Ley Provincial N° 2851, sancionada el 26 de agosto de 2015, recibió por parte de la provincia de La Pampa el área referida para su administración estratégica y operativa, en virtud del Art. 2 de la Ley Provincial de Hidrocarburos N° 2675. PCR asumió, entre otras obligaciones, la operación del área “Jagüel de los Machos” por un período de doce (12) meses, pasible de ser prorrogado por períodos de hasta seis (6) meses, coordinando la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, su tratamiento y puesta en estado comercial, y su posterior comercialización e inyección en los respectivos sistemas de transporte. Habida cuenta de que el contrato suscripto con Pampetrol era de muy corto plazo, la Compañía no asumió compromiso de inversión alguno, debiendo únicamente realizar ciertos gastos operativos necesarios para mantener el yacimiento en desarrollo.

Con posterioridad, se suscribieron dos (2) acuerdos de prórroga al contrato original mediante los cuales el plazo de contrato de Jagüel de los Machos fue extendido hasta el 28 de octubre de 2017, sujeto a la realización de ciertas inversiones por parte de PCR previstas en los acuerdos de prórroga, las cuales ya han sido realizadas a la fecha del presente Prospecto.

La retribución de PCR bajo el referido contrato era idéntica a la convenida con la provincia de La Pampa para el área “El Medanita”. Para más información, véase el apartado “Áreas de Argentina–El Medanita” correspondiente a dicho yacimiento.

#### *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-concesionaria 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 al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Argentina, La Pampa	3 meses finalizados al 31 de marzo de	12 meses finalizados al 31 de diciembre de		
Jagüel de los Machos	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	80%	80%	80%	80%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	71	70	66	66
Perforaciones	-	5	-	-
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>				
Crudo	2.118	1.767	1.398	1.636
Gas	916	803	523	385

Nota: los datos de producción bruta diaria consideran la producción bruta total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses terminados al 31 de marzo de 2020. Incluyen la participación del 20% de Pampetrol.

### Reservas

Al 31 de diciembre de 2019, 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 (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>1.933</b>	<b>3.999</b>	<b>1.546</b>	<b>3.200</b>	<b>1.237</b>	<b>2.560</b>
Desarrolladas	1.074	1.488	859	1.190	687	952
No Desarrolladas	859	2.512	687	2.009	550	1.607
<b>Probables</b>	<b>376</b>	<b>865</b>	<b>301</b>	<b>692</b>	<b>241</b>	<b>554</b>
<b>Posibles</b>	<b>76</b>	<b>495</b>	<b>61</b>	<b>396</b>	<b>49</b>	<b>317</b>
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

(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.

(4) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

### Inversiones

La Compañía se comprometió a ejecutar un plan de inversión y desarrollo en esta área por aproximadamente US\$60 millones. Las inversiones serán efectuadas por la UTE y están sujetas a los resultados exitosos de las inversiones realizadas durante los primeros dos años. El plan de trabajo actualizado de PCR incluye: (i) estudios, (ii) la perforación de 5 pozos de desarrollo por año durante los años 2020, 2021 y 2022, de acuerdo a los resultados de años anteriores, (iii) la perforación de pozos adicionales a partir del año 2023, solo en caso que las perforaciones realizadas en los años anteriores hayan sido exitosas, y (iv) una vez finalizado el estudio de

reservorio de la zona Banderita Oeste (petrolífera), se evaluará la conveniencia económica de la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en Embalse de las Sierras Blancas.

### ***El Sosneado***

El Sosneado posee una superficie de 319 Km<sup>2</sup> 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 por la producción de la Compañía en El Sosneado del 12% calculada en base al valor boca de pozo y a un precio igual al precio FOB menos los costos de transporte y otras deducciones, con más un 4% en concepto de canon extraordinario (esto último según se acordó en la prórroga de la concesión).

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 m<sup>3</sup>) 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 US\$1.445.000;
- 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 a 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 US\$56.420.000 hasta el vencimiento del período extendido de la concesión, de acuerdo a lo previsto en el Acta Acuerdo Mendoza;
- realizar dentro del ámbito de la provincia de Mendoza una donación de US\$173.400 en concepto de "responsabilidad social empresaria";
- 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.

#### *Datos operativos del yacimiento*

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento El Sosneado correspondientes al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Argentina, Mendoza El Sosneado	3 meses finalizados el 31 de marzo de	12 meses finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	100%	100%	100%	100%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	79	82	76	75
Perforaciones	-	4	2	4
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>	1.710	2.369	1.639	1.224
Crudo	1.710	2.369	1.639	1.224
Gas	-	-	-	-

Nota: los datos de producción bruta diaria consideran la producción bruta total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020.

#### *Reservas*

Al 31 de diciembre de 2019, 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 (BOE) (1)		Participación PCR (2)		Reservas Netas PCR (3)	
	Gas	Crudo	Gas (4)	Crudo	Gas (4)	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>257</b>	<b>2.771</b>	-	<b>2.771</b>	-	<b>2.327</b>
Desarrolladas	177	2.033	-	2.033	-	1.708
No Desarrolladas	79	738	-	738	-	620
<b>Probables</b>	<b>8</b>	<b>76</b>	-	<b>76</b>	-	<b>64</b>
<b>Posibles</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

(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.

(4) En el área del Sosneado no se comercializa gas y se utiliza únicamente para el consumo de PCR. No hay volúmenes de reserva asociados a esta área.

(5) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

### *Inversiones comprometidas*

Hasta 2025: (i) perforación de 10 pozos, (ii) abandono de 65 pozos, (iii) reparación de 12 pozos, (iv) perforación de 5 pozos inyectores de agua, y (v) reprocesamiento de sísmica. Todas las inversiones mencionadas ascienden aproximadamente a la suma de US\$19 millones.

### **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 Km<sup>2</sup> 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 Nº 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 3 pozos de gas, 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 al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Argentina, La Pampa Gobernador Ayala V	3 meses finalizados el 31 de marzo de	12 meses finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	50%	50%	50%	50%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	3	3	-	-
Perforaciones	-	-	-	-
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>	559	320	-	-
Crudo	7	4	-	-
Gas	552	315	-	-

Nota: los datos de producción bruta diaria toman la producción total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020. Incluye la participación del 50% de Pampetrol.

## Reservas

Al 31 de diciembre de 2019, GCA ha realizado una auditoría independiente de las reservas probadas de gas natural del área Gobernador Ayala V hasta la terminación de la concesión. GCA ha proporcionado el informe de reservas en la siguiente tabla conforme a la información técnica y toda otra información disponible:

	Volumen Bruto (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>1.290</b>	<b>17</b>	<b>645</b>	<b>9</b>	<b>529</b>	<b>7</b>
Desarrolladas	384	5	192	3	158	2
No Desarrolladas	906	12	453	6	371	5
<b>Probables</b>	<b>504</b>	<b>7</b>	<b>252</b>	<b>3</b>	<b>207</b>	<b>3</b>
<b>Posibles</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

(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.

(4) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

## Inversiones

En el área Gobernador Ayala V, la Compañía construyó una planta de tratamiento de gas natural y un gasoducto, por un valor aproximado de US\$7 millones. En función de las reservas certificadas y conforme a los resultados que surjan del reprocesamiento de la sísmica, se perforará un nuevo pozo por año, hasta alcanzar un total de 5 pozos.

## Colhué Huapi

Colhué Huapi es un área de exploración con un lote de explotación ubicados en la localidad de Sarmiento, provincia del Chubut. Esta área cuenta con una superficie de 3.795 km<sup>2</sup> de los cuales 401,2 km<sup>2</sup> ocupan el lote de explotación y sus reservorios principales son formación Bajo Barreal, formación Castillo, formación D-129 y la formación Salamanca.

El 8 de junio de 2011, PCR suscribió con Petrominera Chubut S.E. un contrato de UTE (*joint venture*) para la exploración y eventual explotación del área Colhué Huapi, la cual fuera adjudicada por la provincia de Chubut a PCR mediante Resolución N° 01/11 PMC del 20/05/11, en el marco del Concurso Público N° 01/10 PMC. Respecto a la UTE, PCR tiene una participación del 80% y Petrominera del 20% restante, siendo PCR el operador de la UTE. El 1° de mayo de 2020 se hizo efectiva la disolución de la UTE resuelta por el Comité Operativo en fecha 17 de marzo de 2020 y, a la fecha del presente Prospecto, PCR se encuentra operando el área en carácter de contratista de Petrominera Chubut S.E. por un plazo de seis meses, mientras se realizan las gestiones y trámites correspondientes a los fines de inscribir la disolución de la UTE ante las autoridades correspondientes, así como revertir el área a favor de Petrominera Chubut S.E.

## Perfil Geológico

Colhué Huapi tiene cuatro reservorios principales: (i) la Formación Salamanca, que consiste en depósitos de ambiente marino producto de la primera ingresión proveniente del Atlántico, conformado por arcillas y areniscas glauconíticas asociados a barras costeras, espesores de reservorios que van de 10 a 15 metros; (ii) la Formación Bajo Barreal, de ambiente de sedimentación continental, sistemas fluviales, conformados por cuerpos arenosos tabulares, en donde hay una disminución del contenido piroclástico y los espesores promedios de los reservorios son de 4 a 7 metros; (iii) la Formación Castillo, es un reservorio de carácter continental conformado por rocas piroclásticas, tufitas y clásticos gruesos con espesores promedios de 6 metros; (iv) y la Formación Pozo D-129, un reservorio lacustre profundo hacia el centro de cuenca, en las que

hay presencia de sedimentos de ambientes fluviales y deltaicos conformado por areniscas, arcilitas tobáceas y areniscas conglomerádicas. La densidad de hidrocarburos en Colhué Huapí es de 29° grados API y el promedio de profundidad de los pozos perforados por PCR en el área alcanza los 1.500 metros. El período de tiempo promedio que se necesita para perforar un pozo varía entre 10 a 13 días.

#### *UTE*

En relación al contrato de UTE suscripto, la Emisora oportunamente comprometió inversiones por un monto total de US\$40,5 millones relacionadas con el primer período exploratorio. El cumplimiento de dichas inversiones fue garantizado mediante la suscripción de un seguro de caución. A la fecha del presente Prospecto, PCR completó todos los compromisos de inversión para el primer período que sobrepasaron los US\$40,5 millones en inversiones. Para más información véase el subtítulo de “Exploración” a continuación.

La Compañía también se comprometió a realizar inversiones de un importe total de US\$3 millones en relación a los otros períodos exploratorios. El 18 de agosto de 2015, PCR suscribió con Petrominera una adenda al contrato de UTE de Colhué Huapi como consecuencia de la sanción por parte del Congreso de la Nación de la Ley N° 27.007, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos, y en atención a las importantes inversiones llevadas a cabo por PCR en el área. Dentro de los principales términos acordados en la adenda, se pueden mencionar los siguientes: (i) sujetar el plazo básico de exploración a los términos de la Ley N° 27.007, computado retroactivamente a la fecha de celebración del contrato UTE (8 de junio de 2011) de manera tal que el primer período del plazo básico de exploración de 36 meses se computara desde el 8 de junio de 2011 al 7 de junio de 2014 (inclusive) y el segundo período del plazo básico de exploración de 36 meses transcurriera desde el 8 de junio de 2014 al 7 de junio de 2017 (inclusive); (ii) declaración del “Colhué Huapi – Lote de Explotación – Bloque A”, que cuenta con una superficie aproximada de 300 Km<sup>2</sup>, (iii) PCR asumió el compromiso en firme de realizar inversiones en exploración y de desarrollo en el área por un valor total aproximado de US\$20,9 millones, e incluyen, en caso de corresponder, las instalaciones de superficie que fueren necesarias, (iv) por otra parte, sujeto al resultado de las inversiones anteriores y a que las partes no resuelvan modificar el programa y presupuesto trienal aprobado, PCR pactó realizar inversiones adicionales de desarrollo por un valor total aproximado de US\$9,9 millones durante los siguientes dos períodos anuales. A la fecha del presente Prospecto, de los compromisos mencionados anteriormente, sólo queda por completar la perforación de dos pozos. Acerca de este compromiso, en el mes de julio 2020, PCR y Petrominera solicitaron a la Autoridad de Aplicación su aprobación para poder compensar dichas inversiones de pozos contra inversiones en facilidades ampliamente realizadas por PCR. Por el momento, no se ha recibido respuesta por parte de la autoridad.

En ese marco, mediante Decreto N° 1268/16 (publicado en el B.O. de Chubut el 12/09/16), el Gobernador de la provincia del Chubut aprobó la nueva superficie del lote de explotación denominado “Colhué Huapi – Lote de Explotación – Bloque A”, con una superficie aproximada de 401,2 km<sup>2</sup> y cuyas coordenadas obran en el Anexo I del citado Decreto. Asimismo, mediante Acta de Comité Operativo de la UTE de fecha 21 de octubre de 2016, refrendada por el Gobernador de la provincia, PCR y Petrominera resolvieron readecuar el plazo del segundo período de exploración, culminando el mismo el día 9 de septiembre de 2019. Ello, en atención a las demoras en la obtención del Lote de Explotación y los plazos para hacer las inversiones.

En tanto el segundo período de exploración se encuentra vencido, PCR procedió a la desafectación del área de exploración a Petrominera, conforme a los términos del contrato de UTE. Asimismo, en julio de 2020, se inició ante la Autoridad de Aplicación (Ministerio de Hidrocarburos de Chubut) el trámite de reversión del Lote de Explotación–Bloque A a favor de Petrominera Chubut S.E.

Por otra parte, el 23 de abril pasado, PCR y Petrominera Chubut decidieron parar transitoriamente el Bloque A ante la situación de fuerza mayor causada por la pandemia del COVID-19 y por la abrupta caída en los precios de los hidrocarburos, de público conocimiento.

El 1° de mayo de 2020 se hizo efectiva la disolución de la UTE resuelta por el Comité Operativo en fecha 17 de marzo de 2020 y, a la fecha del presente Prospecto, PCR se encuentra operando el área en carácter de contratista de Petrominera Chubut S.E. por un plazo de seis meses, mientras se realizan las gestiones y trámites correspondientes correspondientes a los fines de inscribir la disolución de la UTE ante las autoridades correspondientes, así como revertir el área a favor de Petrominera Chubut S.E.

## Exploración, Producción y Reservas

En primer lugar, se realizó la registración en el 100% del área Colhué Huapi de dos técnicas de sensores remotos una de ellas en base a datos de satélites y la otra de microgravimetría. Con la información suministrada por dichos estudios más la información de pozos y sísmica 2D existente se delimitó un área de interés prospectivo de aproximadamente 1.725 Km<sup>2</sup>. En el mes de agosto de 2012, PCR comenzó la registración de la Sísmica 3D a fin de detectar posibles acumulaciones de petróleo y gas. A la fecha de este Prospecto, se encuentra finalizada la totalidad de la registración de la Sísmica 3D en su primera etapa más la extensión. La superficie total registrada mediante este estudio asciende a la suma final de 1.749 Km<sup>2</sup>. Asimismo, se ha completado la registración de la sísmica 2D por un total de 531 Km. La información obtenida de ambos estudios se encuentra procesada en un 100% y actualmente se encuentra en etapa de interpretación.

Las intervenciones realizadas en dos viejos pozos perforados por YPF arrojaron el hallazgo de petróleo y gas; el 15 de enero de 2015, el pozo PGx-1 del área Colhué Huapi fue puesto en producción, siendo su producción inicial 125 Bbl/d de petróleo. Al 31 de diciembre de 2017, sólo teníamos un pozo de petróleo productivo y un pozo de gas productivo, ambos con una producción no significativa. En el 2017, Colhué Huapi tuvo un promedio de producción bruta diaria de 1,94 Bbl/d, calculada sobre la base del total de la producción anual dividida por 365 días, incluyendo la participación del 20% de Petrominera en el área Colhué Huapi.

Entre el 15 de septiembre de 2016 y el 30 de marzo de 2017, PCR perforó un total de 12 pozos, 10 de los cuales fueron de exploración (MN.x-3, MN.x-2, CS.x-2, MN.x-1, LEN.x-1, CS.x-1, LA.a-1010, LA.a-1009, LA.a-1012 y PGS.x-1001) y los dos restantes de explotación (LA-1001 y PG-1001). Solo uno de ellos, el LA.a-1012, fue abandonado sin entubar por carecer de manifestaciones de hidrocarburos.

Entre febrero y octubre de 2017, se evaluaron pozos perforados mediante pruebas completas, logrando los siguientes resultados: (i) MN x-1 pozo productivo de petróleo en la Fm Bajo Barreal con 15,1 Bbl/d y la producción de gas en la Fm de Salamanca con 201 Boe/d, (ii) CS.x-2 pozo productivo de gas en la Fm de Bajo Barreal con 390 Boe/d (iv) MN x-2 prueba 3,8 Bbl/d de petróleo de la Fm Bajo Barreal, (iii) MNx-3 pozo no productivo, (iv) CSx-1 pozo productivo en la Fm Bajo Barreal con 487 Boe/d y 113 Boe/d de dos niveles (v) PG-1001 pozo productivo de gas en la Fm Castillo con 447 Boe/d, (vi) PGSx-1001 pozo productivo de gas en la Fm D-129 con 195 Boe/d, (vii) LAa-1001 pozo productivo de petróleo en la Fm El Castillo con 5 Bbl/d, (viii) LA-1001 pozo productivo de gas en la Fm D-129 con 195 Boe/d, (ix) LAa-1009 abandonado temporalmente. Desde enero de 2018, la Compañía ha comenzado con una serie pruebas extendidas de producción para determinar el potencial de los pozos y desarrollo de los programas y se determinó que la explotación de los mismos resultaba antieconómica, por lo que nos encontramos en proceso de reversión del área.

La siguiente tabla muestra las reservas y recursos contingentes de Colhué Huapi a través de la terminación de la concesión, estimadas al 31 de diciembre de 2019, proporcionada por GCA:

<b>Reservas y Recursos Contingentes</b>	<b>Gas EUR (MMm3)</b>
Probadas	-
Desarrolladas	-
Subdesarrolladas	-
<b>Total Probadas</b>	-
Probables	-
Posibles	-
Recursos contingentes 1C	-
Recursos contingentes 2C	-
Recursos contingentes 3C	198

## Áreas de Ecuador

Con fecha 1° de julio de 1999, la Compañía, a través de su subsidiaria Petroriva, junto con Petrolamerec y Fosforocomp, celebraron contratos de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en los Campos Marginales Pindo y Palanda Yuca Sur; por parte con el Estado Ecuatoriano representado por la

empresa estatal de Petróleos de Ecuador (“**Petroecuador**”), para operar en dos campos petrolíferos, denominados “Palanda Yuca Sur” (“**Palanda Yuca Sur**”) y “Pindo” (“**Pindo**” y conjuntamente Palanda Yuca Sur, los “**Consortios**”), ubicados en la cuenca del Amazona Oriental en el Este de Ecuador. Estos campos habían sido previamente calificados como campos “marginales” y fueron adjudicados por un período de veinte años. En 2000, las operaciones bajo el contrato de exploración y explotación fueron asumidas por el Consorcio Petrosud-Petroriva, que tiene la misma duración que los contratos de exploración y explotación descriptos precedentemente. Las partes del Consorcio Petrosud–Petroriva son responsables solidariamente por las obligaciones asumidas en estos contratos frente al gobierno de Ecuador, Petroecuador y Petroproducción.

Conforme a los Contratos para la Explotación de Petróleo Crudo y la Exploración Adicional de Hidrocarburos, el Consorcio Petrosud–Petroriva tenía derecho a una participación de la producción bruta de cada área que excediere la base del nivel de producción o curva base. Dicho nivel se calculó basándose en la producción de cada área, previa a la ejecución del contrato. Adicionalmente, el Consorcio Petrosud–Petroriva tenía derecho al reembolso de costos de producción relacionados con el nivel de producción base.

El 1 de julio del 2010, las partes del Consorcio Petrosud–Petroriva, procedieron a la constitución del Consorcio Petrolero Palanda Yuca Sur (“**CPPYS**”), entregándole la operación del Campo Marginal Palanda – Yuca Sur, por lo que, el Consorcio Petrosud–Petroriva pasó a ser operador exclusivamente del campo marginal de Pindo.

Asimismo en ese año, el Presidente del Ecuador promulgó la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos de Ecuador y a la Ley de Régimen Tributario de la República de Ecuador, que reemplazó la modalidad de exploración y explotación de hidrocarburos bajo contratos de explotación de campos marginales (figura contractual aplicable al Consorcio Petrosud-Petroriva y al CPPYS) por un esquema contractual de “prestación de servicios” con una retribución equivalente a una tarifa fija por cada barril entregado en el centro de fiscalización y entrega.

En ese marco, el 22 de enero de 2011 las compañías socias del Consorcio Petrosud-Petroriva y CPPYS suscribieron con la Secretaría de Hidrocarburos sendos contratos modificatorios a contratos de prestación de servicios de explotación y exploración petrolera, uno por cada uno de dichos campos marginales. Estos contratos reemplazaron el régimen mixto por un esquema contractual de “prestación de servicios” con una retribución para cada Consorcio equivalente a una tarifa fija por barril producido y entregado que se acordó en la suma de 28,50US\$/barril para el campo Pindo y de 31,90 US\$/barril para el campo Palanda Yuca Sur. Adicionalmente se acordó que el 50% de las tarifas antes referidas sean actualizadas anualmente conforme a una fórmula de ajuste que refleje la inflación de los costos operativos (ponderando a los fines de dicho ajuste, en un 17,50% la variación del indicador de costos para petróleo y gas en los Estados Unidos (*Support Activities for Oil and Gas Operations*) y, en un 32,50% la variación de los precios al consumidor en los Estados Unidos (*Consumer Price Index*).

Conforme a los nuevos contratos celebrados con la Secretaría de Hidrocarburos, la tasa 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 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 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 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.

En relación a los compromisos de inversiones adicionales asumidos por los Consorcios, los contratos de prestación de servicios establecen que cada Consorcio está comprometido a realizar actividades e inversiones estimadas de exploración y explotación por su cuenta y riesgo, aportando la tecnología, los capitales, los equipos, bienes y maquinarias necesarios en las áreas de los contratos, durante todo el plazo de vigencia de dichos contratos, e informar a la Secretaría Nacional de Hidrocarburos del referido cumplimiento. Véase “Áreas de Ecuador – Palanda Yuca Sur – Inversiones” y “Áreas de Ecuador – Pindo - Inversiones”.

El incumplimiento del plan de actividades y del plan de desarrollo por parte del Consorcio respectivo (con la excepción de las actividades debidamente reprogramadas o reemplazadas) será sancionado con el restablecimiento en el pago al Consorcio, a través de un ajuste de la tarifa por barril por la SHEc a los fines de reducir los montos equivalentes a las inversiones no ejecutadas. El restablecimiento tiene lugar sin perjuicio de las garantías y acciones aplicables como resultado del incumplimiento contractual por el Consorcio.

En caso de persistir el incumplimiento o la falta de realización de las actividades correspondientes que puedan causar un daño significativo al estado de Ecuador, el Ministerio de Energías No Renovables le concederá a dicho Consorcio un plazo de treinta días contados desde la fecha de notificación para que conteste, rectifique o rechace los cargos. En caso de que este plazo resultare insuficiente, se concederá un plazo adicional para cumplir con el plan descrito anteriormente. Caso contrario, el proceso de caducidad continuará y se realizará la restitución al estado de Ecuador 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 SHEc y el estado de Ecuador.

Asimismo, se acordó que las tarifas de barriles obtenidos en el marco de nuevos trabajos exploratorios se negociarán por separado en cada caso.

El 25 de octubre de 2013, PCR, a través de Dutmy, suscribió un contrato de compraventa de acciones a los fines de adquirir la totalidad de las acciones de Petrolamerec y Fosforocomp. Dichas sociedades poseen en conjunto el 60% de los derechos en los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas de Pindo y Palanda-Yuca Sur, en el Ecuador, siendo el 40% restante de la titularidad de Petroriva, subsidiaria ecuatoriana controlada en un 99,99% por PCR.

Habiéndose obtenido las autorizaciones gubernamentales previas requeridas, tales transacciones fueron consumadas el 6 de enero de 2014, pasando en consecuencia PCR a tener -de manera indirecta a través de sus subsidiarias Dutmy y Petroriva- el 100% de los intereses de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas de Pindo y Palanda Yuca Sur.

Con fecha 1 de julio de 2016, Petroriva, Petrolamerec y Fosforocomp, sociedades controladas directa e indirectamente (a través de Dutmy) por PCR, respectivamente, suscribieron con el estado de Ecuador a través de la SHEc contratos modificatorios (los “**Contratos Modificatorios**”).

Las principales modificaciones a los contratos originales son: (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 US\$19 millones y US\$28 millones para Palanda - Yuca Sur y Pindo, respectivamente.

La entrada en vigencia de los Contratos Modificatorios se encontraba sujeta a que, previo al 31 de julio de 2019 (fecha de vencimiento original), el precio teórico del petróleo crudo Oriente publicado diariamente por la Gerencia de Comercio Internacional de Petroecuador, iguale o supere los US\$48,95 y US\$45,69 por barril de petróleo, para el Palanda - Yuca Sur y Pindo, respectivamente.

El día 13 diciembre del 2016 el precio teórico del petróleo crudo Oriente superó los US\$ 45,69 por barril de petróleo, cumpliéndose la cláusula pactada para Pindo. El 4 de enero de 2017, la situación mencionada fue ratificada por la SHEc. Consecuentemente, el plazo de vigencia del contrato modificatorio quedó extendido hasta el 31 de diciembre de 2027 para Pindo. En virtud de dicha extensión del contrato y de la extensión del

límite de exploración de dicho yacimiento, se ha finalizado la perforación de tres pozos en el transcurso del 2017. Asimismo, se volvió exigible el compromiso para realizar inversiones por un valor de US\$ 28 millones.

Mediante Oficio No. SH-SH-2018-0232-of de 11 de junio de 2018 la Secretaría de Hidrocarburos, en ese entonces contraparte contractual de los contratos de servicios, comunicó que con fecha 9 de octubre de 2017, el valor del precio teórico del Crudo Oriente alcanzó los US\$ 49,07 por barril, superando los US\$ 48,95 fijados en la cláusula tercera del Contrato Modificatorio a Contrato de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Palanda Yuca Sur, la ampliación del contrato entró en vigencia el 9 de octubre de 2017. A partir de esa fecha se volvieron exigibles las inversiones comprometidas por US\$ 19 millones. Así mismo, el plazo de vigencia del contrato de servicios del Bloque Palanda Yuca Sur quedó extendido hasta el 31 de diciembre de 2025.

En el año 2018 el Estado ecuatoriano lanzó la XII Ronda de Licitación de Bloques Petroleros “Ronda Intracampos”. Petrolamerec como subsidiaria de la empresa en Ecuador, 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 con 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 veáse “—Arazá Este y Sahino”.

### **Pindo**

Pindo es un área que cuenta con una superficie de aproximadamente 68 Km<sup>2</sup>, 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 Hollin 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 al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Ecuador, Orellana Pindo	3 meses finalizados el 31 de marzo de	12 meses finalizados el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	100%	100%	100%	100%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	17	17	17	17
Perforaciones	2	3	-	-
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>				
Crudo	3.679	3.921	4.768	4.037
Gas	-	-	-	-

Nota: los datos de producción bruta diaria toman la producción total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020.

#### Reservas

Al 31 de diciembre de 2019, 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 (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	-	<b>5.780</b>	-	<b>5.780</b>	-	<b>3.131</b>
Desarrolladas	-	5.233	-	5.233	-	2.835
No Desarrolladas	-	547	-	547	-	296
<b>Probables</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Posibles</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Recursos Contingentes</b>	-	<b>977</b>	-	<b>977</b>	-	<b>529</b>

(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 del Consorcio según los términos del contrato de servicios que rige el activo.

(3) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

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 Km<sup>2</sup>, 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.

#### *Datos operativos del yacimiento*

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento Palanda Yuca Sur correspondientes al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

<b>Ecuador, Orellana</b>	<b>3 meses finalizados el 31 de marzo de</b>	<b>12 meses finalizados el 31 de diciembre de</b>		
<b>Palanda Yuca Sur</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Participación PCR</b>	100%	100%	100%	100%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Pozos activos	16	16	13	13
Perforaciones	2	3	-	-
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>	2.999	3.921	4.768	4.037
Crudo	2.999	3.921	4.768	4.037
Gas	-	-	-	-

Nota: los datos de producción bruta diaria toman la producción total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020.

#### *Exploración*

Entre el año 2012 y 2013 el Consorcio procedió a realizar una Sísmica 3D para el área denominada Llumpak. En el año 2014 se realizaron en esta área 2 pozos exploratorios, sin embargo las reservas proyectadas para el área Llumpak fueron insuficientes, por lo que el monto de la inversión que no se va a recuperar se considera como gastos de exploración.

## Reservas

A partir del 31 de diciembre de 2019 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 (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	-	<b>3.861</b>	-	<b>3.861</b>	-	<b>2.355</b>
Desarrolladas	-	3.861	-	3.861	-	2.355
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-
<b>Probables</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Posibles</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

- 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 del Consorcio bajo los términos del contrato de servicios aplicable al activo en cuestión.
- 3) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

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 Km<sup>2</sup>.

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, la perforación de dos (2) pozos y las reservas estimadas de 1.606.236 Bbls.

Al 31 de marzo de 2020, el área de Sami recibía una tarifa de US\$42,93/Bbl, registraba una producción acumulada de petróleo de 116,2 Bbls y contaba con reservas restantes de aproximadamente 332 MBbls.

### ***Sahino***

Sahino es un bloque exploratorio ubicado en la Cuenca Oriente que cuenta con una superficie de aproximadamente 99Km<sup>2</sup> y está ubicado a 99 Km de Nueva Loja, Provincia de Sucumbios Ecuador. A la fecha del presente Prospecto, el bloque no cuenta con instalaciones, ya que se encuentra al inicio de la fase de exploración. El contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del bloque Sahino fue suscripto 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 inicial de exploración, la cual se ha iniciado con la contratación del reprocesamiento de la información sísmica 3D.

### *Reservas*

Al estar en la parte inicial de la fase de exploración, no se cuenta con información de reservas del Bloque.

El contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque Sahino fue suscripto en mayo de 2019.

### **Arazá Este**

Arazá Este es un bloque en fase de exploración que cuenta con una superficie de aproximadamente 44Km<sup>2</sup>, está ubicado a 40 Km de Nueva Loja (Lago Agrio) Provincia de Sucumbíos, Ecuador. Al encontrarse en la parte inicial de la fase de exploración, por el momento el bloque no cuenta con instalaciones.

### *Perfil Geológico*

Arazá es un bloque en fase de exploración, que cuenta con una superficie de aproximadamente 44Km<sup>2</sup>, y está ubicado a 40 Km de Nueva Loja (Lago Agrio), en la Provincia de Sucumbíos, Ecuador. Al encontrarse en la parte inicial de la 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 suscripto en mayo de 2019.

### *Producción*

Al encontrarse en fase inicial de exploración, el bloque no cuenta por el momento con producción.

### *Exploración*

Al momento el Bloque se encuentra en fase inicial de exploración, que ha iniciado con la contratación del reprocesamiento de la información sísmica 3D, la cual se espera se concrete en el curso del año 2020.

### *Reservas*

Al estar en la parte inicial de la fase de exploración, no se cuenta con información de reservas del Bloque.

El contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque Arazá-Este fue suscripto en mayo de 2019.

### **Áreas de Colombia**

#### **El Difícil**

El Difícil es un área con una extensión de aproximadamente 137,46 km<sup>2</sup> y está situada a 80 Km al este del río Magdalena en la Jurisdicción Municipal de Ariguani, Departamento de Magdalena, Colombia. Existe un área inicial de 107,8 km<sup>2</sup> (el "Área Inicial") y un área condicionada de 29,66 km<sup>2</sup> (el "Área Condicionada"). El Difícil es un área fundamentalmente caracterizada por la presencia de hidrocarburo gaseoso (88% de gas y 12% de petróleo) y sus instalaciones incluyen una planta de tratamiento de gas, tanques de petróleo y gasoductos, entre otros. Desde 2013, el área ha sido operada por Petróleos Sudamericanos S.A. En 2015, se reinició la

producción de gas después de 20 años de inactividad debido a la ruptura de una cañería de gas. El desarrollo del área fue dividido en dos etapas, la primera se focalizó en la producción de petróleo desde el borde de la estructura anticlinal y la segunda se enfocó en la producción de gas desde la tapa del tanque de gas.

#### *Perfil Geológico*

El campo El Difícil está localizado en la cuenca del valle Magdalena Inferior. Su estructura consiste de un cierre monoclinal aproximadamente triangular, con buzamiento hacia el noreste, delimitado por fallas mayores hacia el noreste y sur. El reservorio del campo es la caliza El Difícil. Esta caliza naturalmente fracturada presenta facies de calizas parcialmente dolomitizadas con intercalaciones de arenas, arenas calcáreas y arcillas. El espesor bruto promedio de la caliza es de 550 pies aproximadamente y el contenido del hidrocarburo original en el reservorio es petróleo saturado de 33 grados API. La profundidad promedio de los pozos en esta área alcanza los 1.790 metros.

#### *Contrato de Cesión Parcial, Acuerdo de Operación Conjunta y Convenio de Explotación*

El 4 de julio de 2017, Dutmy, subsidiaria de la Sociedad, suscribió con Petróleos Sud Americanos S.A. un contrato de cesión parcial en relación a la explotación de hidrocarburos del área El Difícil, así como también en otros activos asociados al contrato, incluyendo una planta de tratamiento de gas. Mediante la ejecución del contrato de cesión parcial, las partes celebraron un acuerdo de operación conjunta, el cual regula los derechos y deberes de las partes respecto de las actividades y operaciones en el área El Difícil, junto con otros aspectos del contrato de producción. Tal como fue acordado por las partes, Petróleos Sud Americanos S.A. continúa actuando como operador del área El Difícil.

El contrato de cesión parcial entre Petróleos Sud Americanos S.A. y Dutmy fue perfeccionado el 28 de diciembre de 2017, luego del cumplimiento de ciertas condiciones, incluyendo la aprobación de la cesión a favor de Dutmy por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (“ANH”). Mediante la firma de la enmienda N°5, la ANH reconoció a fines legales y contractuales que el contratista del contrato de cesión parcial es la UTE de Petróleos Sud Americanos S.A. - Dutmy, en el que Petróleos Sud Americanos S.A. como operador tiene una participación del 65% y Dutmy del 35%. A los fines de simplificar la transacción, Petróleos Sud Americanos S.A. y Dutmy acordaron – por una enmienda al contrato de cesión parcial- registrarlo el último día del mes en el que la enmienda N°5 fue ejecutada. En consecuencia, el contrato de cesión parcial y el contrato UTE están plenamente vigentes desde el 1 de enero de 2018.

El 11 de octubre de 2007, se celebró el contrato de explotación entre la ANH y Ecopetrol S.A. En 2013, Ecopetrol le cedió el contrato a Petróleos Sud Americanos S.A., empresa que desde ese entonces y hasta la incorporación de Dutmy, ostentó la titularidad total del bloque. El 2 de septiembre de 2016, se perfeccionó una modificación del contrato de explotación a través de la cual la ANH acordó incorporar el Área Condicionada al área de explotación del contrato, agregándose nuevos derechos económicos a favor de ANH (incluida la participación en la producción) exclusivamente en esa área, además de ciertos compromisos de inversión en cabeza de Petróleos Sud Americanos S.A. En esa misma fecha se perfeccionó otra modificación, la cual determinó las operaciones de exploración contempladas por el contrato de explotación y un programa de exploración por aproximadamente US\$18 millones. Con esta modificación, se incorporaron nuevos derechos económicos a favor de la ANH exclusivamente con respecto a las actividades de exploración y explotación derivadas de dicha exploración.

En lo atinente al plazo del contrato de explotación: (i) para el Área Inicial, el plazo de explotación se extiende hasta el agotamiento de los recursos hidrocarbúricos, y (ii) para el Área Condicionada: a) el plazo de explotación es de 24 años y, b) el plazo de exploración es de 36 meses, en ambos casos, a partir del 2 de septiembre de 2016. Las obligaciones bajo este contrato de explotación incluyen el pago de impuestos y regalías, cumplimiento de requerimientos, actividades de exploración y explotación, entre otras.

### Datos operativos del yacimiento

A continuación, se exponen los principales datos operativos del yacimiento El Difícil correspondientes al ejercicio de 3 meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y a los ejercicios de 12 meses finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

Colombia, Magdalena El Difícil	3 meses terminados al 31 de marzo de	12 meses terminados al 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
<b>Participación PCR</b>	35%	35%	35%	35%
<b>Pozos y perforaciones</b>				
Perforaciones	2	-	-	-
<b>Producción Bruta Promedio Diaria (en barriles equivalentes)</b>				
Crudo	2.203	2.944	2.614	-
Gas	2.034	2.721	2.403	-

Nota: los datos de producción bruta diaria toman la producción total del año dividido por 365 para los años completos y 91 días para los tres meses terminados al 31 de marzo de 2020. Incluyen la participación de Petróleos Sudamericanos (65%) y de PCR (35%).

### Reservas totales

De Golyer and Mac Naughton ha realizado un examen de auditoría independiente de las reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo del área El Difícil. Sobre la base de información técnica y cualquier otra información disponible, se proporcionó el siguiente informe de reservas de la siguiente tabla al 31 de diciembre de 2019:

	Volumen Bruto (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>4.849</b>	<b>457</b>	<b>1.697</b>	<b>160</b>	<b>1.531</b>	<b>147</b>
Desarrolladas	3.122	339	1.093	119	986	109
No Desarrolladas	1.727	118	605	41	546	38
<b>Probables</b>	<b>2.708</b>	<b>219</b>	<b>948</b>	<b>77</b>	<b>855</b>	<b>71</b>
<b>Posibles</b>	<b>2.435</b>	<b>261</b>	<b>852</b>	<b>91</b>	<b>769</b>	<b>84</b>
<b>Recursos Contingentes</b>	-	-	-	-	-	-

(1) Producción total del campo

(2) PCR tiene el 35% sujeto a participación en el campo de explotación El Difícil.

(3) Los montos fueron redondeados y consecuentemente algunas sumas pueden no ser exactas.

Estas estimaciones fueron preparadas utilizando las definiciones del *Petroleum Resources Management System* ("PRMS"), requiriendo que el precio sea conforme a precios contratados por una porción de gas y precios anticipados contratados por el excedente de gas.

## *Inversiones*

A través del Acuerdo de Operación Conjunta, PCR, a través de su subsidiaria Dutmy, se comprometió a aportar hasta US\$18 millones para financiar el programa de exploración obligatorio del bloque El Difícil incluyendo la adquisición de aproximadamente 110 Km<sup>2</sup>, además de la perforación de 2 pozos exploratorios que a la fecha del Prospecto ya han sido realizados.

Asimismo, la Compañía junto con Petróleos Sud Americanos S.A., planea perforar dos pozos exploratorios para producir gas y petróleo. Dependiendo del resultado de los mismos, se decidirá si realizar uno o dos pozos de desarrollo. Estas inversiones serán financiadas por Petróleos Sud Americanos S.A. y la Compañía, en función del porcentaje de las participaciones respectivas en el área.

## **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. Como consecuencia de dicha resolución, la Sociedad solicitó al ingeniero Víctor Hugo Gorosito, ingeniero especializado en la industria, la certificación del estudio de reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2004. Los estudios de reservas correspondientes al 31 de diciembre de 2005 fueron certificados por el ingeniero Miguel Friziak. El 16 de marzo de 2006, la ex Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 324, que modificó la normativa existente hasta ese momento y requirió la presentación en forma anual de estudios de reservas certificados por profesionales independientes. Dicha presentación debe efectuarse antes del 31 de marzo de cada año calendario siguiente. Los estudios de reservas al 31 de diciembre de 2017, 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2019 fueron certificadas por GCA.

Las estimaciones de reservas correspondientes a los campos petrolíferos Palanda Yuca Sur y Pindo, situados en Ecuador, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2014, 31 de diciembre de 2015, 31 de diciembre de 2016, 31 de diciembre de 2017, al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2019 han sido certificadas por GCA.

Las reservas estimadas para el área El Difícil en Colombia al 31 de diciembre de 2019 fueron certificadas por De Golyer and Mac Naughton.

Todas las estimaciones de reservas certificadas por GCA y De Golyer and Mac Naughton 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 marzo de 2020, el total de pozos en producción efectiva de la Compañía era el siguiente:

	<b>Total</b>
Pozos activos - Argentina .....	853
Pozos activos – Ecuador <sup>(1)</sup> .....	33
Pozos activos - Colombia .....	9

(1) Sujeto a contratos de prestación de servicios celebrados por los Consorcios con la SHEC.

El siguiente cuadro muestra las reservas brutas de las áreas de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 para Argentina, Colombia y Ecuador:

	Volumen Bruto (BOE) <sup>(1)</sup>		Participación PCR <sup>(2)</sup>		Reservas Netas PCR <sup>(3)</sup>	
	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo
<b>Probadas</b>	<b>17.355</b>	<b>32.798</b>	<b>9.877</b>	<b>28.510</b>	<b>8.440</b>	<b>19.616</b>
Desarrolladas	9.995	23.515	5.299	20.884	4.529	14.101
No Desarrolladas	7.360	9.283	4.578	7.627	3.912	5.514
<b>Probables</b>	<b>3.727</b>	<b>1.523</b>	<b>1.534</b>	<b>1.133</b>	<b>1.329</b>	<b>919</b>
<b>Posibles</b>	<b>2.622</b>	<b>1.595</b>	<b>941</b>	<b>1.158</b>	<b>840</b>	<b>938</b>

(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.

(4) 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		
	2019	2018	2017
<b>El Medanito</b>			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	19	6	28
Pozos Secos	1	1	2
Pozos Exploratorios			
Pozos Productivos	-	-	1
Pozos Secos	-	1	1
<b>Pozos Totales</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>32</b>
<b>El Sosneado</b>			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	4	2	4
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
<b>Pozos Totales</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>4</b>
<b>25 de Mayo – Medanito SE</b>			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	5	-	-
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
<b>Pozos Totales</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Jagüel de los Machos</b>			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	5	-	-
Pozos Exploratorios	-	-	-
Pozos Productivos			
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Totales	-	-	-
<b>Pozos Totales</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pindo</b>			
Desarrollo de los Pozos			
Pozos Productivos	3	-	3
Pozos Secos	-	-	-
Pozos Exploratorios			
Pozos Productivos	-	-	-
Pozos Secos	-	-	-
<b>Pozos Totales</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>3</b>

No se han realizado perforaciones en las áreas del Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-El Medanito SE, Gobernador Ayala V y Palanda Yuca Sur durante los años 2017, 2018 y 2019. En relación al área El Difícil, Dutmy adquirió el 35% de la participación en el respectivo contrato de producción de petróleo y gas el 28 de diciembre de 2017. Desde ese entonces, se realizaron dos nuevos pozos.



## **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:

<b>Área</b>	<b>Compromisos Asumidos</b>
El Sosneado	Hasta 2025: (i) perforación de 10 pozos, (ii) abandono de 65 pozos, (iii) reparación de 12 pozos, (iv) perforación de 5 pozos inyectores de agua, y (v) reprocesamiento de sísmica. Todas las inversiones mencionadas ascienden aproximadamente a la suma de US\$19 millones. Al 31 de marzo de 2020, la Compañía había realizado inversiones por una suma total de US\$ 80,81 millones.
El Medanito	Mediante el contrato de renegociación ejecutado en 2015, las inversiones totales comprometidas para los 10 años de extensión del contrato ascienden a US\$216,2 millones. Durante el 2015 PCR invirtió US\$ 37,39 millones hasta el momento de entrada en vigencia de la UTE. Al 31 de marzo de 2020, la UTE había realizado inversiones por la suma total de US\$ 94,18 millones para esta área.
Colhué Huapi	Mediante la ejecución del contrato UTE, PCR se comprometió a ejecutar una inversión por un importe total de US\$40,5 millones en relación al primer período exploratorio de tres años. A la fecha de este Prospecto, se cumplió con el total de las inversiones comprometidas para el primer período, las que superaron ampliamente el monto de inversión al que PCR se había comprometido. En este primer período ya se han efectuado estudios de última generación previos a la sísmica a los fines de delimitar áreas de interés para este estudio; asimismo, se ha completado la registración de Sísmica 3D por un total de 1.749km <sup>2</sup> y de sísmica 2D por un total de 531km. Asimismo, PCR se comprometió a realizar inversiones por la suma de US\$3 millones en relación a otros períodos exploratorios. En la Adenda a la UTE suscripta el 8 de agosto de 2015, PCR asumió el compromiso en firme de realizar inversiones en exploración y de desarrollo en el área por un valor total aproximado de US\$20,9 millones, e incluyen, las instalaciones de superficie que fueren necesarias sujeto al resultado de las inversiones anteriores y a la ausencia de cambios acordados por las partes para aprobar el programa de tres años y el presupuesto realizando inversiones adicionales de desarrollo por un valor total aproximado de US\$9,9 millones durante los siguientes dos períodos anuales. A la fecha de este Prospecto, de los compromisos detallados previamente, sólo la perforación de tres pozos está pendiente, pero se está analizando la posibilidad de compensar dichas inversiones con otras realizadas en instalaciones de superficie.
Gobernador Ayala V	Se construyó una planta de tratamiento de gas natural y un gasoducto, por un valor aproximado de US\$7 millones. En función de las reservas certificadas y conforme a los resultados que surjan del reprocesamiento de la sísmica, se perforará un nuevo pozo por año, hasta alcanzar un total de 5 pozos.
Jagüel de los Machos	La Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión en esta zona por aproximadamente US\$60 millones. Las inversiones fueron efectuadas por la UTE y están sujetas a los resultados exitosos de las inversiones realizadas durante los primeros dos años. El plan de trabajo actualizado de PCR incluye: (i) estudios, (ii) la perforación de 5 pozos de desarrollo por año durante

Área	Compromisos Asumidos
	<p>los años 2020, 2021 y 2022, de acuerdo a los resultados de años anteriores, (iii) la perforación de pozos adicionales a partir del año 2023, solo en caso que las perforaciones realizadas en los años anteriores hayan sido exitosas, y (iv) una vez finalizado el estudio de reservorio de la zona Banderita Oeste (petrolífera), se evaluará la conveniencia económica de la implementación de un proyecto piloto de inyección de agua en Embalse de las Sierras Blancas. Al 31 de marzo de 2020, la UTE había realizado inversiones por la suma total de US\$ 10,88 millones para esta área.</p>
25 de Mayo – Medanito SE	<p>La Compañía se ha comprometido a ejecutar un plan de desarrollo e inversión en esta zona por aproximadamente US\$49 millones. Las inversiones son ejecutadas por UTE y están sujetas a resultados exitosos de las inversiones realizadas durante los primeros dos años. El plan de trabajo actualizado de PCR incluye las siguientes inversiones a ser llevadas a cabo por la UTE: (i) estudios de embalses y pozos, (ii) de acuerdo a los resultados de las campañas de perforación de años anteriores, se continuará con la perforación de cinco (5) pozos de desarrollo por año para los años 2020, 2021 y 2022, y (iii) se continuará con la reparación de pozos inyectores y, en función de la respuesta de los pozos, se extenderá la inyección a áreas con posibilidades. Al 31 de marzo de 2020, la UTE había realizado inversiones por la suma total de US\$ 8,65 millones para esta área.</p>
Pindo (Ecuador)	<p>Como resultado de la extensión del plazo contractual, el nuevo compromiso de inversiones es de aproximadamente US\$ 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 US\$ 1,7 millones que debe completarse en los próximos años. 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, estos pozos todavía no han sido completados.</p>
Palanda - Yuca Sur (Ecuador)	<p>Como resultado de la extensión del plazo contractual, se nos requirió realizar una inversión de aproximadamente US\$ 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 una parte importante de las inversiones de facilidades, quedando pendiente únicamente algunas actividades de este rubro. Del valor comprometido, se encuentra pendiente un monto de US\$ 4,6 millones que debe completarse en los próximos años.</p>
El Dificil (Colombia)	<p>Mediante el acuerdo de operación conjunta, la Compañía se obligó a contribuir con US\$ 18 millones para financiar el programa obligatorio de exploración del área El Dificil, y si el monto sobrepasa dicho valor contribuirá según su porcentaje de participación en el área (35%), monto que incluye la adquisición de aproximadamente 110 km2 de sísmica 3D y la perforación de dos pozos exploratorios. A la fecha del presente Prospecto, la Compañía ha realizado inversiones por aproximadamente US\$19 millones.</p>

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 al 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	2017	2018	2019	Marzo 2020
Petróleo BBL	Medanito	1.400.776	1.299.335	1.324.470	350.559
	Sosneado	446.931	598.327	864.772	155.573
	JDML	365.289	255.630	281.563	87.488
	Medanito SE	116.247	712.153	731.642	168.396
	Gov. Ayala V	-	-	808	307
	Pindo	1.473.684	1.740.322	1.431.270	334.755
	Palanda	747.455	683.735	1.025.406	272.904
	El Dificil	-	26.908	28.498	5.402
	<b>Total</b>	<b>4.550.382</b>	<b>5.316.410</b>	<b>5.688.429</b>	<b>1.375.383</b>
Gas BOE	Medanito	1.436.394	1.223.910	960.620	247.771
	JDML	112.341	152.624	234.342	66.678
	Medanito SE	22.939	125.805	120.904	27.712
	Gov. Ayala V	-	-	57.562	25.112
	El Dificil	-	306.972	347.630	64.779
		<b>Total</b>	<b>1.571.674</b>	<b>1.809.311</b>	<b>1.721.059</b>
	<b>Total Compañía (BOE)</b>	<b>6.122.056</b>	<b>7.125.721</b>	<b>7.409.488</b>	<b>1.807.436</b>

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.

Adicionalmente, el precio de realización del crudo y gas de la Compañía pueden ser afectados por normativas y disposiciones del gobierno. El 19 de mayo de 2020, el Gobierno Nacional emitió el Decreto N°488/2020 que fija el precio de crudo en el mercado interno con ciertos parámetros. Dicho precio es superior al precio internacional tipo “Brent” a la fecha de este Prospecto. No obstante, a la fecha del Prospecto, el mismo no ha sido completamente implementado, y por ende la Compañía no puede prever que sus transacciones de venta de crudo se rijan por el precio establecido. 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 y en 25 de Mayo – Medanito SE a Trafigura, y finalmente (iii) el petróleo crudo producido en El Sosneado a YPF, aunque temporalmente las ventas están suspendidas por el exceso de inventarios en la refinería Luján de Cuyo de YPF. 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 venta total del petróleo crudo, aproximadamente el 80% es vendido a Trafigura y el 14% a YPF. A la fecha de este Prospecto, Colhué Huapi no tiene casi producción. En consecuencia, la producción de Colhué Huapi es almacenada en la terminal Caleta Córdova, produciéndose ventas esporádicas a Pan American Energy.

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. La Compañía lleva el petróleo crudo a través del oleoducto a la planta de tratamiento crudo (PTC) y lo entrega a la unidad de medición (LACT) de REFI PAMPA, situada en las afueras de la planta de tratamiento de crudo de El Medanito, el cual es transportado a la refinería de REFI PAMPA a través de su propio oleoducto. En dicha planta de recepción (Oldeval) se produce la transferencia del dominio sobre los hidrocarburos a favor de Trafigura. El petróleo crudo producido en el yacimiento El Sosneado vendido a YPF en dicho yacimiento mediante el ingreso del crudo al oleoducto Puesto Hernández ubicado en Luján de Cuyo, y luego transportado hasta la refinería de YPF ubicada en el mismo lugar. El costo del transporte se encuentra incluido en el precio que YPF abona por el petróleo crudo.

La venta de gas (a 9300 Kcal/m<sup>3</sup>) producida en los yacimientos de La Pampa se realiza principalmente a través de Victorio Podestá & Cía. S.A., REFI PAMPA S.A., Genneia S.A., Trafigura Argentina S.A., ABC Energía S.A., Pampa Energía S.A., Gas Meridional S.R.L., Gas Patagonia 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**

Cada uno de los Consorcios tiene derecho al pago 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. Dicha tarifa por barril neto para el Bloque Pindo es de US\$ 29,77 para el 2018 y de US\$ 30,07 para el 2019.

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):

<b>Co-contratante(s)</b>	<b>Objeto</b>	<b>Fecha de Vigencia<sup>(1)</sup></b>
YPF	Compraventa de petróleo crudo El Sosneado	Ofertas Mensuales
TRAFIGURA	Compraventa de petróleo crudo El Medanito	Ofertas Mensuales
REFI PAMPA S.A.	Compraventa de petróleo crudo	Ofertas Mensuales
REFI PAMPA S.A.	Compraventa de gas natural	01.05.2020 al 01.05.2021
ABC Energía S.A.	Oferta de Compraventa de gas natural	01.05.2020 al 30.04.2021
Orazul Energy Southern Cone S.R.L.	Oferta de Comercialización de Gas	01.05.2020 al 30.04.2021
Gas Patagonia S.A	Oferta de compraventa de Gas Natural	01.05.2020 al 30.04.2021
Genneia S.A.	Oferta de compraventa de Gas Natural	01.05.2020 al 30.04.2021
Victorio Podestá S.A.	Oferta de compraventa de Gas Natural	01.05.2020 al 30.04.2021
AMG	Oferta de compraventa de Gas Natural	01.05.2020 al 30.04.2021
Alpes Energy	Oferta de compraventa de Gas Natural	01.05.2020 al 30.04.2021

(1) Se espera que estos contratos materiales sean renovados en una fecha cercana a su terminación.

## **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.

A la fecha de este Prospecto, la Sociedad cuenta tres parques eólicos en operación, con una potencia total de 329,4 MW: (i) 100,8 MW del Parque Eólico del Bicentenario I, (ii) 25,2 MW del Parque Eólico del Bicentenario II, y (iii) 203,4 MW del Parque Eólico San Jorge y El Mataco. Para todos los parques eólicos hemos optado por dotarlos con equipamiento y tecnología de última generación, con proveedores de equipos líderes a nivel mundial.

### ***Parque Eólico del Bicentenario I ("PEBSA I")***

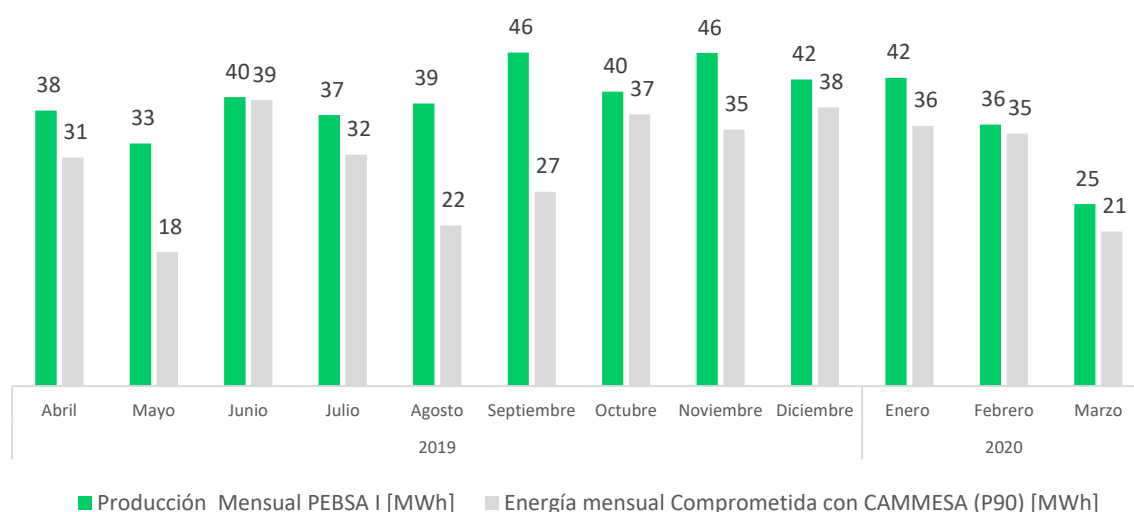
Como parte de la nueva estrategia, en 2016, la Compañía decidió expandirse al negocio de energías renovables y realizó su primer paso mediante la adquisición del proyecto del Parque Eólico del Bicentenario I, ubicado en la localidad de Jaramillo, Provincia de Santa Cruz. Dicho proyecto fue presentado 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, cuyo valor de inicio es 49,5US\$/MWh ajustado de acuerdo a 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 US\$128 millones, excluyendo el IVA. A la fecha de este Prospecto, la totalidad de las inversiones han sido ejecutadas y el proyecto se encuentra operativo y 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 US\$ 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. En el marco del financiamiento, PCR había otorgado: (i) una fianza en su calidad de accionista de PEBSA y (ii) un aval de los pagarés librados por PEBSA, en su carácter de *Sponsor*. Dichas garantías de PCR subsistirían hasta la fecha denominada en idioma inglés como *Project Completion Date* (“PCD”). Habiéndose alcanzado el PCD en fecha 18 de agosto de 2020, la fianza antes mencionada quedó sin efecto y fuera de vigencia. Asimismo, en el corto plazo se estarán reemplazando los pagarés de PEBSA, avalados por PCR, por nuevos pagarés sin aval de la Compañía.

A la fecha del presente Prospecto, y aún considerando que los primeros meses de operación requirieron trabajos adicionales de corrección de fallas (usuales en un parque eólico), la Compañía ha sobrecumplido sus compromisos de entrega de energía establecidos en el PPA celebrado con CAMMESA.

### PEBSA I - Energía Producida vs Comprometida (CAMMESA)



### Parque Eólico del Bicentenario II (“PEBSA II”)

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 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 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 ha cerrado un contrato de corto Plazo (un año con opción a dos), con la firma Minas Argentinas S.A. (“MASA”), con un precio en USD/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 US\$22 millones, excluyendo el IVA. El parque eólico se encuentra operativo y con habilitación comercial desde abril de 2019.

### **Parque Eólico San Jorge y El Mataco**

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, cuyo valor de inicio es 40,27US\$/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 está siendo 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 en enero 2021 (730 días contados a partir de la obtención de la garantía del banco mundial). La inversión total estimada para ambos Parques Eólicos asciende aproximadamente a US\$ 250 millones (excluyendo el IVA).

El 26 de junio de 2020 se finalizó el proceso de montaje de los 51 aerogeneradores del Parque Eólico San Jorge y El Mataco y, el 9 de julio de 2020, se obtuvo la habilitación comercial por lo que, a partir de esa fecha, el parque se encuentra despachando energía según los términos del PPA. El parque fue terminado acorde a los costos y tiempos previstos.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía cuenta con tres parques eólicos en operación y otro parque eólico en la etapa fina de montaje. A continuación, detallamos toda la información relativa a los mencionados parques eólicos:

	PEBSA I	PEBSA II	El Mataco	San Jorge
Cantidad de generadores	28	7	27	24
Marca y modelo de aerogeneradores	Vestas 3.6MW	Vestas 3.6MW	Vestas 3.8MW	Vestas 4.2MW
Potencia	100.8 MW	25.2 MW	102.6 MW	100.8 MW
CoD Mandatorio	1Q 2019	n/a	1Q 2021	1Q 2021
Precio inicial	US\$ 49.50	n/a	US\$ 40.27	US\$ 40.27
Contraparte	CAMMESA	Acindar/PCR/MASA	CAMMESA	CAMMESA
Programa	Renovar 1.5	MATER	Renovar 2.0	
PPA – plazo	20 años / 2039	15 años / 2034	20 años / 2040	20 años / 2040
Inversión Total (excl. IVA)	US\$ 128m	US\$ 22m	US\$ 250m	

Como 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 sobre otras compañías que tercerizan la construcción de sus parques eólicos, ya que 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 tres primeros parques eólicos dentro de las fechas estipuladas y de acuerdo a los presupuestos aprobados por el directorio.

## **División Cemento**

PCR es la productora líder de cemento en la Patagonia Argentina y cuenta con una moderna planta de fabricación de cemento inaugurada en el año 2008, la Planta de Pico Truncado. Al 31 de diciembre de 2019, la capacidad productiva combinada de cemento de ambas plantas fue de 750.000 toneladas por año. En la Patagonia Argentina, PCR ha logrado una participación de aproximadamente el 48,5%, 49,5% y 49,6% en los años 2019, 2018 y 2017 respectivamente y de aproximadamente el 4,1%, 3,7% y 3,7% en los años 2019, 2018 y 2017 respectivamente en el mercado de cemento en Argentina. Asimismo, al 31 de marzo de 2020, PCR tuvo una participación aproximada del 48,0% y del 4,6% en el mercado de cemento de la Patagonia Argentina y del mercado de cemento de Argentina, respectivamente. 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 a 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	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
		2020	2019	2018
(cifras en toneladas, salvo por las correspondientes a Premoldeados)				
Cemento para construcción	104.054	491.241	469.646	483.869
Cemento para pozos petroleros	7.882	58.107	57.887	39.282
<b>Total de cemento</b>	<b>111.936</b>	<b>549.348</b>	<b>527.532</b>	<b>523.151</b>
Morteros	958	4.685	4.238	4.234
Premoldeados (en m <sup>3</sup> )	3.128	15.668	17.015	19.954

### **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 ubicada en la localidad de Pico Truncado, Provincia de Santa Cruz (la “**Planta de Pico Truncado**”).

Al 31 de marzo de 2020, la capacidad productiva actual combinada de cemento de ambas plantas era de 750.000 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 60% del cemento de PCR deriva de la Planta de Pico de Truncado y el 40% restante de 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 340.000 toneladas por año. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Planta de Comodoro produjo un total de 193.124 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 marzo de 2020, tenía una capacidad de molienda efectiva de cemento de aproximadamente 410.000 toneladas por año y una capacidad nominal instalada de producción de Clinker de 600.000 toneladas por año (que representan 750.000 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 2019 fue de 356.224 toneladas de cemento y de 446.532 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 (vibropresados) 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.

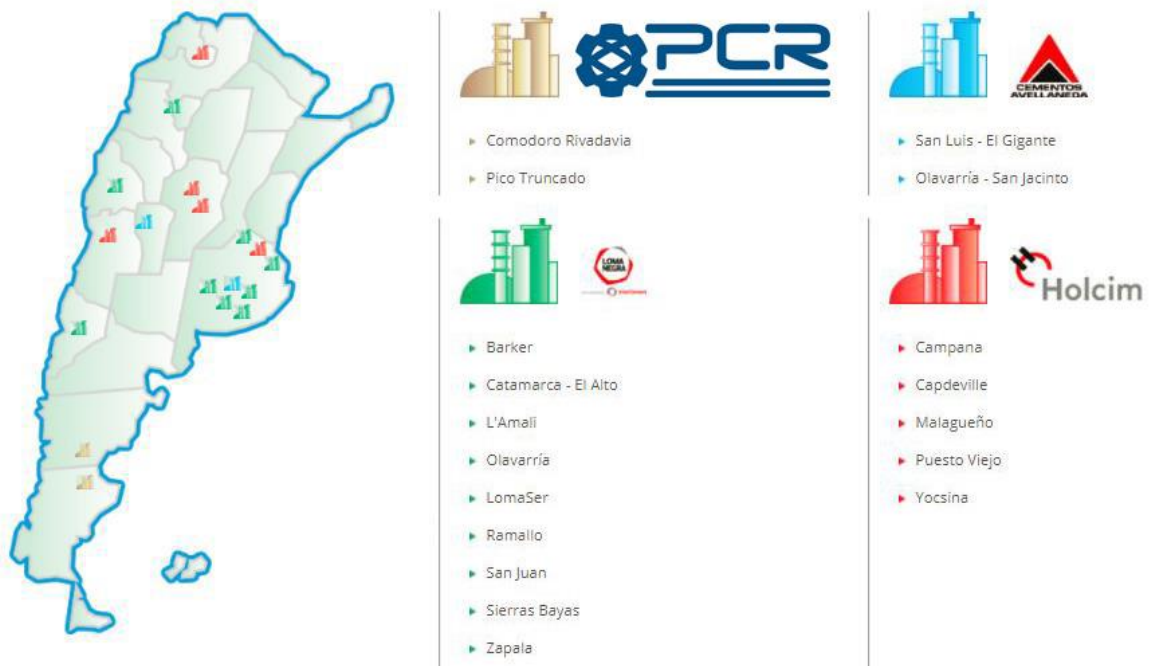
La nueva fábrica de bloques y adoquines de hormigón se encuentra dentro de la Planta de Comodoro. El equipo de la planta ha sido importado de Francia y producido por Quadra, una de las compañías líderes en este tipo de equipamiento. La capacidad nominal del nuevo equipo Quadra es de 540.000 unidades 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 producción nominal de la fábrica de viguetas es de 140.000 metros por mes. La planta comenzó a funcionar en el segundo semestre de 2018.

### 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](http://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 50 kilogramos y en bolsones de 1.500 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

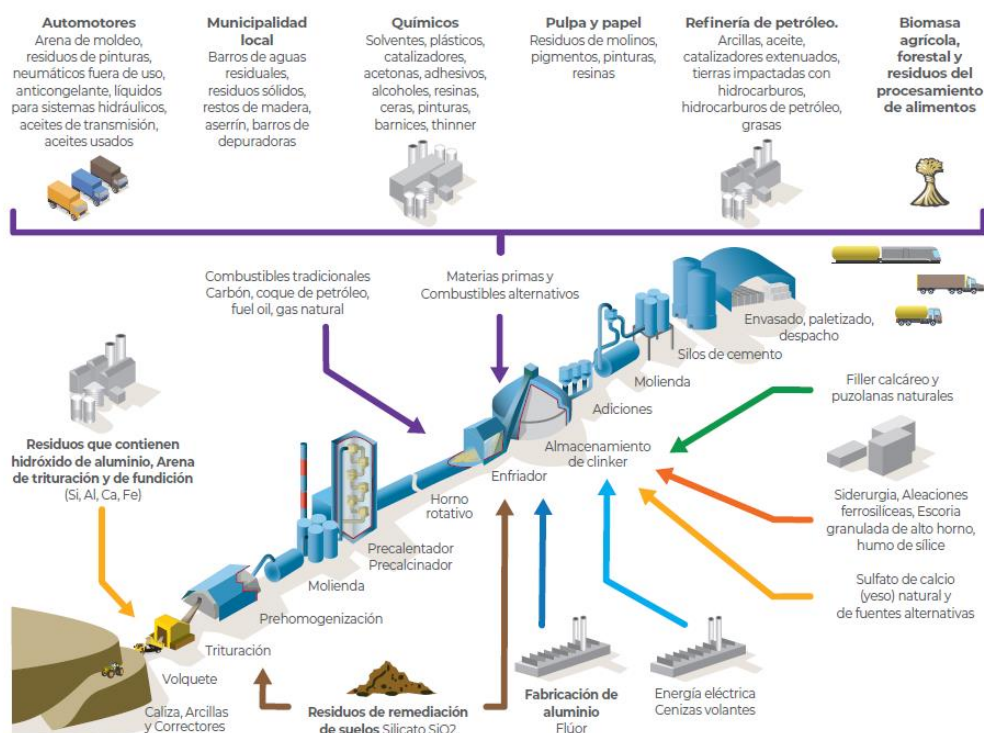
Planta de Comodoro ubicadas en la provincia del Chubut y Santa Cruz, todas ellas de propiedad de la Compañía, que se encuentran a una distancia de aproximadamente 140 Km (en el caso de las canteras yeso) y a una distancia de 15 Km (en el caso de la cantera de puzolana) de la Planta de Comodoro. Las materias 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 sílice 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 33.318 al 31 de marzo de 2020, lo que sería suficiente para aproximadamente treinta y siete 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 marzo de 2020. 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 – Informe 2018

**Reservas de Materias Primas al 31 de marzo de 2020**

Yacimiento	Titular de la concesión	Plantas que abastecen	Consumo de materias primas (tn/tn de clinker)	Producción anual de clinker (tn)	Tn por tn de cemento	Producción anual de cemento (tn)	Consumo Anual (tn)	Extracción al 31 de Marzo de 2020 (tn)	Reservas comprobadas al 31/03/20 (tn)	Reservas (años)	Reservas probables al 31/03/2020 (tn)	Reservas probables (años)
Caliza Pico Truncado	Cementera Pico Truncado	Planta Pico Truncado	1,473	600.000	0,065	750.000	932.550	143.531	35.738.698	38,3	35.595.167	38,2
Arcilla Pico Truncado	Cementerio Pico Truncado	Planta Pico Truncado	0,189	600.000	-	-	113.400	10.573	2.603.469	23,0	2.592.896	22,9
Arena Silícea Colhue Huapi	PCR	Planta Pico Truncado	0,031	600.000	-	-	18.600	3.691	92.714	5,0	89.023	4,8
Arena Silícea La Soledad	Privada	Planta Pico Truncado	0,031	600.000	-	-	18.600	-	1.201.403	64,6	1.201.403	64,6
Magnetita Sierra Grande	Minera Sierra Grande	Planta Pico Truncado	0,018	600.000	-	-	10.800	2.230	Se adquieren partidas periódicas			
Yeso San Julián (1)	Privada	Planta Pico Truncado	0,008	600.000	0,050	300.000	19.800	4.211	34.505	1,7	2.000.000	101,0
Yeso Cerro Tacho (1)	PCR	Planta Comodoro	-	-	0,050	450.000	22.500	778	3.575.979	158,9	-	-
Puzolana La Caleta	PCR	Planta Pico Truncado	-	-	0,080	325.000	26.000	-	3.028	0,1	1.000.000	38,5
Puzolana Solano Sur	Bahía Solano S.A.(1)	Planta Pico Truncado	-	-	0,080	325.000	26.000	2.454	1.171.459	45,1	-	-
Puzolana Pico Truncado	Cementera Pico Truncado	Planta Pico Truncado	-	-	0,080	425.000	34.000	9.069	206.728	6,1	-	-
Caliza Tetas de Pineda	PCR	Planta Pico Truncado	-	-	-	-	-	778	22.977.756		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 Wintershall Argentina S.A., una de las mayores productoras de gas en Argentina. 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 Parque Eólico del Bicentenario S.A. ("PEBSA"), empresa subsidiaria de PCR. En la actualidad, PEBSA provee -a través del mercado a término ("MATER")- aproximadamente entre un 40% y un 50% 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:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de							
	2020		2019		2018		2017		2016	
	Ventas (miles de tn.)	%	Ventas (miles de tn.)	%	Ventas (miles de tn.)	%	Ventas (miles de tn.)	%	Ventas (miles de tn.)	%
Empresas constructoras	19,19	17%	76,88	14%	43,28	8%	55,6	10,5%	44,3	8,4%
Corralones/ Distribuidores	36,57	32%	177,20	32%	197,51	38%	218,1	41,1%	230,5	43,5%
Hormigoneras/ Premoldeadoras	16,84	14%	91,83	17%	99,01	19%	81,1	15,3%	80,4	15,2%
Compañías de petróleo	11,42	10%	58,13	11%	60,49	12%	44,5	8,4%	47	8,9%
Mineras	4,87	4%	20,74	4%	21,56	4%	37,7	7,1%	38,2	7,2%
Otros <sup>(1)</sup>	2,18	2%	35,75	6%	23,42	4%	19,4	3,7%	10,5	2,0%
<b>Subtotal Argentina</b>	<b>91,07</b>	<b>79%</b>	<b>460,53</b>	<b>83%</b>	<b>445,27</b>	<b>85%</b>	<b>456,4</b>	<b>86,0%</b>	<b>451</b>	<b>85,2%</b>
Chile	24,00	20,7%	90,64	16%	75,22	14%	74,2	14,0%	76,4	14,4%
Bolivia	0,5	0,4%	1,30	0,2%	0,83	0,2%			--	--
<b>Subtotal Exportación</b>	<b>24,5</b>	<b>21%</b>	<b>91,64</b>	<b>17%</b>	<b>76,05</b>	<b>15%</b>	<b>74,2</b>	<b>14%</b>	<b>78,4</b>	<b>14,8%</b>
<b>Total</b>	<b>115,57</b>	<b>100%</b>	<b>552,47</b>	<b>100%</b>	<b>521,32</b>	<b>100%</b>	<b>530,6</b>	<b>100%</b>	<b>529,4</b>	<b>100,0%</b>

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.

Durante 2019, la Compañía vendió aproximadamente el 83% de su producción de cemento (que incluye Productos Premoldeados, Morteros secos y Productos Pretensados) a clientes de la Patagonia Argentina, en comparación con el 85% en 2018, y exportó el 17% de sus productos de cemento a Chile, en comparación con el 15% exportado a Chile y Bolivia en 2018.

La Emisora vende sus productos de cemento a granel, en bolsas de 50 y 25 kilogramos, o en bolsones de 1.500 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 de 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 2012 fue de US\$118,18 en promedio por tonelada, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 fue de US\$119,12 en promedio por tonelada, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 fue de US\$122,07 en promedio por tonelada, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 fue de US\$ 139,05 en promedio por tonelada, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 fue de US\$ 120,82 en promedio por tonelada; para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 fue de US\$ 136,61 en promedio por tonelada y para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue de US\$ 120,52 en promedio por tonelada. Asimismo, el precio promedio por toneladas al 31 de diciembre de 2019 fue de US\$ 115,7 y al 31 de marzo de 2020 fue de U\$S 132,5. Estos precios no incluyen transporte.

### ***Aseguramiento y Control de Calidad***

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 vinculados con el desenvolvimiento del negocio del cemento:

Co-Contratante(s)	Objeto	Fecha de celebración/vigencia
Cementera Pico Truncado S.A.	Contrato de Usufructo de Cantera	28 de febrero de 2005 40 años
La Preferida de Olavarría S.A. – Supercal S.A. – UTE (cedido a Rental Patagonia S.A. con fecha 27.11.09)	Destape de Cantera Pico Truncado	22 de julio de 2008 Cláusula de renovación automática
Halliburton Argentina S.A.	Acuerdo Marco de Compra de Bienes y Servicios (el objeto principal es la provisión de cementos A y G producido por PCR)	1 de enero de 2016 4 años
Wintershall Energía S.A.	Oferta de compraventa de gas natural para las Plantas de Comodoro y Pico Truncado	1 de mayo de 2019 1 año
Camuzzi Gas del Sur	Servicio de Transporte y Distribución de gas natural para la Planta de Pico Truncado y la Planta de Comodoro.	1 de mayo de 2018 1 año, prorrogable automáticamente por 1 año mas
Parque Eólico del Bicentenario S.A.	Suministro de energía eléctrica, generada a partir de fuentes renovables, para las Plantas de Comodoro y Pico Truncado	25 de febrero de 2019 16 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 y la eficiencia y disponibilidad, la calidad y 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 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 produce cemento Portland para la construcción (5 tipos) que decreció un 5,9% a diciembre de 2019 con respecto al mismo período del año anterior. 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.



### Principales Clientes del Negocio Cementero

La siguiente tabla detalla los 10 principales clientes del negocio cementero de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, 2018, y 2017 (incluye cemento, Premoldeados y morteros).

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019			
Cliente	Industria	Porcentaje respecto del Total de Ventas de Cemento de la Compañía	
1	China Gezhouba-Electroing-Hidrocuvo	Construcción	3,90%
2	Halliburton Argentina S.R.L.	Petróleo y Gas	3,70%
3	Rovella Carranza S. A	Construcción	3,50%
4	Tre-Mix S.R.L.	Construcción	3,40%
5	El Tehuelche S.A.C.I.F.I	Venta minorista de materiales de construcción	3,00%
6	Carrizo Andrade	Venta minorista de materiales de construcción	2,70%
7	Beton Sur S.R. L	Construcción	2,50%
8	Geopatagonia S.R. L	Petróleo y Gas	2,10%
9	Motteses Materiales S.A.	Venta minorista de materiales de construcción	2,10%
10	Oroplata S. A	Minería	1,90%

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018			
Cliente	Industria	Porcentaje respecto del Total de Ventas de Cemento de la Compañía	
1	China Gezhouba-Electroing-Hidrocuvo	Construcción	5,35%
2	Oroplata S.A.	Minería	4,89%
3	Halliburton Argentina S.R.L.	Petróleo y Gas	3,94%
4	El Tehuelche S.A.C.I.F.I.	Venta minorista de materiales de construcción	3,30%
5	Tre-Mix S.R.L.	Construcción	2,71%
6	Beton Sur S.R.L.	Construcción	2,66%
7	Servicios Especiales San Antonio	Petróleo y Gas	2,16%
8	Cerro Vanguardia S.A.	Minería	1,88%
9	Geopatagonia S.R.L.	Petróleo y Gas	1,75%
10	Motteses Materiales S.A.	Venta minorista de materiales de construcción	1,64%

Fuente: Información interna de PCR

**Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017**

	<b>Ciente</b>	<b>Industria</b>	<b>Porcentaje respecto del Total de Ventas de Cemento de la Compañía</b>
1	El Tehuelche S.A.C.I.F.I.	Venta minorista de materiales de construcción	6,2%
2	Oroplata S.A.	Minería	4,6%
3	Constructora Vilic S.A.	Construcción	4,0%
4	Conocrema S.A.	Construcción	3,8%
5	Motessi Materiales S.A.	Venta minorista de materiales de construcción	3,27%
6	Perren y Cía. S.A.	Venta minorista de materiales de construcción	2,2%
7	Sur Mix S.R.L.	Construcción	2,2%
8	Halliburton Argentina S.R.L.	Petróleo y gas	2,2%
9	Tre-Mix S.R.L.	Construcción	2,0%
10	Sagosa S.C.C.	Venta minorista de materiales de construcción	1,9%

Fuente: Información interna de PCR

**Propiedad Intelectual**

Al 31 de diciembre de 2019, 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) US\$3,6 millones en el caso de Sosneado y Colhue Huapi, (ii) US\$3 millones en el caso de El Medanito, y (iii) US\$ 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 US\$96,7 millones y la Compañía cuenta con un seguro de responsabilidad de terceros para ambas plantas de cemento (Comodoro Rivadavia y Pico Truncado) de hasta US\$3,6 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 cuenta con un seguro de todo riesgo operativo por hasta US\$ 122,5 millones, pérdida de producción por hasta US\$35,1 millones y responsabilidad civil contra terceros por hasta US\$ 10 millones, mientras que el Parque Eólico San Jorge y El Mataco, que se encuentra en su última etapa

de construcción, está cubierto por los seguros de los respectivos contratistas hasta su entrega definitiva, momento en el cual la Compañía tomará a su cargo los seguros correspondientes.

La Compañía en general no tiene seguro por pérdida de beneficio, salvo por el Parque Eólico del Bicentenario I. En los últimos años, la Compañía no ha realizado reclamos significativos bajo las políticas de seguro.

### **Estacionalidad**

Históricamente, las ventas de gas natural han estado sujetas a fluctuaciones estacionales durante el año, en especial, como consecuencia de las ventas de gas natural en invierno. Tras la devaluación del Peso en el año 2002 y como consecuencia del congelamiento de las tarifas del gas natural impuesta por el Estado Nacional, el uso del gas se ha diversificado, generando así un incremento en la demanda a largo plazo durante todo el año.

En lo atinente a los precios del gas natural, aunque existe cierta estacionalidad histórica en los precios que recibe la Compañía por su producción, el impacto de la misma no ha sido significativo desde la implementación del Programa de Estímulo al Gas Natural.

En términos generales, la estacionalidad no ha tenido un impacto significativo en la capacidad de la Compañía de llevar adelante sus operaciones, incluidas las actividades de perforación y terminación de pozos.

## 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 contables 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**

#### ***Implica riesgos invertir en una economía emergente como la Argentina***

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 PCR. En particular, las actividades de producción, exploración y desarrollo de petróleo y gas natural están sujetas a incertidumbres políticas y económicas, cambios en la legislación, expropiación de bienes, cancelación o modificación de derechos contractuales, revocación de consentimientos o permisos, la obtención de diversos permisos por parte de autoridades regulatorias, restricciones cambiarias, controles de precio, fluctuaciones cambiarias y aumentos de regalías.

Entre 2007 y 2015, los gobiernos de Fernández de Kirchner incrementaron la intervención directa en la economía argentina, incluso la implementación de medidas de expropiación, controles de precios, controles de cambio y modificaciones en leyes y reglamentaciones que afectaban el comercio exterior y la inversión. Estas medidas tuvieron un efecto adverso sustancial sobre las entidades del sector privado, incluida la Compañía. Entre el 2016 y el 2019 el gobierno de Mauricio Macri impulsó una serie de medidas tendientes a desregularizar la economía, tendientes a reordenar las variables económicas, sin embargo, la alta inflación y la depreciación de la moneda obligaron al gobierno a reimplementar controles de cambio.

El 27 de octubre de 2019 tuvieron lugar las elecciones presidenciales, resultando electa en primera vuelta la fórmula del Frente de Todos, compuesta por Alberto Fernández y Cristina Fernández de Kirchner, confirmando el resultado que se había dado en las primarias abiertas simultáneas obligatorias (las "PASO"), celebradas el 11 de agosto de 2019. Luego de las PASO, el Peso se devaluó casi un 30%, la cotización promedio de las acciones de compañías que realizan oferta pública en Argentina se derrumbó alrededor de un 38% y el riesgo país superó los 2000 puntos el 28 de agosto de 2019.

La nueva administración asumió sus funciones el 10 de diciembre 2019 y ha introducido y se estima continuará introduciendo una serie de medidas estructurales en relación con las políticas públicas, en particular las económicas.

No es posible asegurar que el Gobierno Argentino no adoptará otras políticas que puedan afectar negativamente a la economía argentina o los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Compañía. Asimismo, no es posible asegurar que los futuros acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos de Argentina no afectarán los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

**Los cambios políticos en Argentina podrían afectar la economía argentina y los sectores en los que la Compañía desarrolla sus actividades.**

Luego de celebradas las PASO, tanto el gobierno saliente como la nueva administración comunicaron una serie de medidas con el objetivo de estabilizar el mercado cambiario y reducir la inflación. Entre tales medidas se encuentran las siguientes:

- *Reperfilamiento de deuda pública.* A fin de despejar la incertidumbre y crear un marco de sustentabilidad de la deuda pública de corto plazo, se estableció un nuevo cronograma de pago de ciertos títulos de deuda pública por un monto de US\$100.000 millones. Se preveía cancelar el 15% del valor nominal en la fecha de vencimiento original, el 25% a los tres meses y el 60% restante a los seis meses. La postergación dispuesta, que implicaba una baja de la calificación de la deuda argentina por distintas calificadoras internacionales, no alcanzaba a los títulos cuyos tenedores sean personas humanas. 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.
- *Medidas impositivas.* A través del Decreto N° 561/2019 se implementaron las siguientes medidas: (i) limitación a las retenciones de impuesto a las ganancias: se establecieron montos máximos para las retenciones de impuesto a las ganancias sobre los pagos por el desempeño de cargos públicos, por el trabajo personal ejecutado en relación de dependencia y por jubilaciones, pensiones, retiros o subsidios de cualquier especie en cuanto tengan su origen en el trabajo personal y en la medida que hayan estado sujetos al pago del impuesto, lo que en muchos casos resultará en retenciones menores a las que resultarían de la aplicación del régimen general; (ii) reducción de los anticipos de impuesto a las ganancias: los anticipos de impuesto a las ganancias de las personas humanas y sucesiones indivisas que se deben pagar en octubre y diciembre de 2019 serán el 10% de la base de cálculo normal, en vez del 20%; y (iii) eliminación del impuesto al valor agregado (“IVA”) para ciertos productos: se estableció una alícuota 0% para las ventas de diversos productos de consumo diario. Adicionalmente, la resolución general de AFIP 4548 flexibilizó el régimen permanente de facilidades de pago de obligaciones impositivas, aduaneras y de seguridad social, extendiendo a todos los contribuyentes, independientemente de su perfil de cumplimiento, las condiciones más favorables de que gozan aquéllos con perfil de cumplimiento.
- *Reimplantación de controles de cambio.* Con fecha 1° de septiembre de 2019, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio. Los nuevos controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pago de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “Información Adicional — c) Controles de Cambios” en este Prospecto.
- *Declaración de emergencia.* La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética y social, y en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional, delega en el Poder Ejecutivo Nacional una serie de facultades, estableciendo distintas bases y plazos a tal efecto. En este contexto, el Poder Ejecutivo Nacional podrá introducir medidas excepcionales en el mercado energético, similares a las ya experimentadas durante la vigencia de la Ley de Emergencia Pública, a la vez que lo autoriza a intervenir el ENRE y el ENARGAS por el término de un año. Esto implica que el Poder Ejecutivo Nacional podrá designar discrecionalmente funcionarios interventores encargados de la toma de decisiones en lugar de las autoridades elegidas conforme el procedimiento reglado en cada caso. A su vez, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva sancionada recientemente prevé que las tarifas de 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. Asimismo faculta al Poder Ejecutivo para renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal, sea en el marco de la Revisiones Tarifarias Integrales vigentes o mediante una revisión extraordinaria, conforme lo dispuesto en la Ley N° 24.076. Adicionalmente, la Ley de Solidaridad Social

y Reactivación Productiva prevé un tope del ocho por ciento (8%) para la alícuota aplicable a los hidrocarburos insistiendo en que el derecho de exportación no podrá disminuir el valor boca de pozo para el cálculo y pago de las regalías.

- *Revisión tarifaria.* En virtud de lo previsto por la Ley N° 27.541, el Poder Ejecutivo está facultado para mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y para iniciar un proceso de negociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por hasta un plazo máximo de 180 días desde la sanción de la ley.
- *Doble indemnización por despido sin justa causa.* Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández en el marco de la inestabilidad económica, política y social que imperante en la Argentina, el 13 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019 (el “**DNU 34/2019**”) mediante el cual se declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días a partir de su entrada en vigencia. En este contexto, durante la vigencia de la emergencia ocupacional, en caso de despido sin justa causa respecto de contrataciones celebradas con anterioridad al mismo, los trabajadores afectados tendrán derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad a la legislación vigente, duplicación que comprenderá todos los rubros indemnizatorios originados con motivo de la extinción de la relación laboral y que no resultará aplicable a las contrataciones celebradas con posterioridad a la entrada en vigencia del DNU 34/2019. Las disposiciones del DNU 34/2019 no resultan aplicables en el ámbito del Sector Público Nacional definido en el artículo 8° de la Ley N° 24.156 y sus modificatorias, con independencia del régimen jurídico al que se encuentre sujeto el personal de los organismos, sociedades, empresas o entidades que lo integra. En junio de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°528/2020 el cual extiende la emergencia pública en materia ocupacional establecida en el DNU 34/2019 por el término de 180 (ciento ochenta) días contados a partir del 10 de junio de 2020, manteniendo por 6 meses adicionales la duplicación indemnizatoria. Asimismo, dicho Decreto de Necesidad y Urgencia establece, entre otros menesteres, que (i) en caso de producirse un despido sin causa, el trabajador tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización legal; (ii) la duplicación de la indemnización alcanza a todos los rubros indemnizatorios originados con motivo de la extinción del contrato de trabajo; y (iii) sus disposiciones no aplican a las relaciones laborales iniciadas en el sector privado a partir del día 14 de diciembre de 2019. Por otra parte, el Decreto de Necesidad y Urgencia N°529/2020 de la misma fecha dispone que como consecuencia de la emergencia sanitaria originada en la pandemia del COVID-19, para las suspensiones que se acuerden en los términos del artículo 223 bis de la Ley de Contrato de Trabajo (la “**LCT**”) (i) no aplicarán los plazos máximos previstos en los artículos 220, 221 y 222 de la LCT para las suspensiones originadas en falta o disminución de trabajo no imputable al empleador y fuerza mayor, y (ii) podrán extenderse hasta que finalice el aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido por el Decreto N°297/2020 y sus sucesivas prórrogas.
- *Procedimientos administrativos.* El Decreto N°298/2020 declaró la suspensión de los plazos en los procedimientos administrativos hasta el 31 de marzo de 2020, encontrándose únicamente exceptuados aquellos trámites relativos a la emergencia sanitaria declarada por la Ley N°27.541, ampliada por el Decreto N°260/2020 y sus normas modificatorias y complementarias, y todos los trámites realizados al amparo del Régimen de Contrataciones de la Administración Nacional aprobado por el Decreto N° 1023/01 y sus normas modificatorias. Dicha suspensión fue prorrogada sucesivamente hasta el 30 de agosto de 2020, en este último caso a través del Decreto N°678/2020.
- *Obligaciones tributarias.* Dentro las medidas fiscales principales previstas por la Ley N° 27.541, se encuentran:
  - Plan de regularización de obligaciones tributarias para MiPyMEs.
  - Aumento de alícuotas de impuesto a los bienes personales.
  - Creación del impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria por un plazo de cinco (5) períodos fiscales sobre la compra de billetes y divisas en moneda extranjera y el pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante tarjetas de crédito.

- *Régimen legal del teletrabajo.* En virtud de la Ley N° 27.555 (la “**Ley de Teletrabajo**”), promulgada el 8 de agosto de 2020, el gobierno argentino estableció parámetros legales aplicables a la hora de implementar la modalidad de trabajo a distancia. A fin de garantizar a los empleados que teletrabajen iguales derechos y obligaciones respecto a los que lo hacen bajo la modalidad presencial, entre varias cuestiones la Ley de Teletrabajo reguló el derecho a la desconexión, el deber del empleador de proveer herramientas telemáticas a sus empleados, la compensación de gastos ocasionados por las herramientas del trabajo y el soporte de su conexión, el derecho del empleado a horarios flexibles en caso de tener a su cargo el cuidado de personas que requieran asistencia específica, y el derecho del empleado a volver a realizar trabajo presencial en cualquier momento y sin previo aviso al empleador. La Ley de Teletrabajo entrará en vigor luego de noventa días a partir de la finalización del período de vigencia del aislamiento social, preventivo y obligatorio.
- *Proyecto de reforma judicial:* El 30 de julio de 2020 el Poder Ejecutivo Nacional presentó ante el Congreso un proyecto de ley que propone la reforma de la organización y competencia de la Justicia Federal con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en las provincias. Con carácter complementario a la presentación del proyecto, el Presidente de la Nación, dictó el Decreto N°635/2020 con fecha 29 de julio de 2020, el cual promueve la creación del denominado “Consejo Consultivo para el Fortalecimiento del Poder Judicial y del Ministerio Público”. A la fecha del presente Prospecto el dictamen con la incorporación de varias modificaciones emitidas por las comisiones de Asuntos Constitucionales y de Justicia y Asuntos Penales del Senado se encuentra a la firma, y por lo tanto el proyecto no ha llegado aun al recinto de la Cámara de Diputados.
- *Aplicación de la moratoria fiscal:* El 13 de agosto de 2020 se sancionó el proyecto de ley propulsado por el Poder Ejecutivo Nacional relativo a la aplicación de la moratoria sobre deudas impositivas, aduaneras y previsionales para personas humanas y jurídicas en el contexto de la pandemia del COVID-19. De esta forma, se estableció un régimen de regularización de deudas el que permitirá a autónomos, monotributistas y empresas acceder a un plan de pagos para deudas acumuladas hasta el 31 de julio último, y a su vez dispuso premios para los contribuyentes cumplidores. Quedarán fuera de la posibilidad de acceder al régimen quienes tengan activos financieros en el exterior y no repatrien por lo menos el 30% dentro de los 60 días.

A la fecha del presente Prospecto, no puede predecirse el impacto que tendrán estas medidas y cualquier medida que tome en el futuro la actual administración sobre la economía argentina en su totalidad y en el sector energético en particular. En especial, no tenemos control alguno sobre la implementación, ni puede predecirse el resultado de las reformas del marco regulatorio que rigen nuestras operaciones y no se pueden garantizar que estas reformas se implementarán o implementaron de manera tal de beneficiar nuestro negocio. El fracaso de estas medidas para lograr los objetivos deseados puede afectar negativamente la economía de Argentina y nuestra capacidad de cumplir nuestras obligaciones de deuda, incluidas las Obligaciones Negociables.

***La economía argentina todavía es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente la situación patrimonial de la Compañía.***

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, con períodos de crecimiento bajo o nulo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de los consumidores e inversores locales y extranjeros, un índice de inflación estable, el nivel de empleo y las circunstancias políticas de los socios comerciales regionales de Argentina.

La economía argentina se contrajo durante los últimos dos años, y continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del Gobierno Argentino por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- 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 desde diciembre de 2017 hasta diciembre de 2018 fue del 47,64%, desde diciembre de 2018 hasta diciembre de 2019 fue del 53,8%;

- De acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI correspondiente a 2018 cayó un 2,5% respecto del año 2017, mientras que el PBI correspondiente a 2019 cayó un 2,2% respecto del año 2018. El rendimiento del PBI de la Argentina ha dependido en gran medida de los altos precios de los productos básicos que, a pesar de tener una tendencia a largo plazo favorable, son volátiles a corto plazo y exceden el control del Gobierno Argentino y del sector privado;
- 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 un 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;
- El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; según el INDEC, la tasa de desempleo durante el cuarto trimestre de 2019 fue de 8,9%; y
- En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, hizo aumentar la demanda de divisas, por lo que el gobierno introdujo controles de capitales a los efectos de frenar la fuga de capitales, durante el último semestre de 2019 el peso se devaluó casi el 30% y la cotización de las acciones de compañías cotizantes se derrumbó un 38% (medido en pesos argentinos). El tipo de cambio nominal divisa mayorista al cierre de los ejercicios 2017, 2018, 2019 y al 31 de marzo de 2020, fue de Ps. 18,65, 37,70, 59,89 y 64,47, respectivamente.

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

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

No es posible garantizar que una caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como los sucesos que exceden el control de la Compañía, no tendrían un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Compañía.

***Los resultados de las elecciones presidenciales y provinciales y las medidas introducidas por el cambio de gobierno generan cierta incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.***

En las elecciones generales que se llevaron a cabo el domingo 27 de octubre de 2019, la fórmula Fernández-Fernández obtuvo el 48% de los votos, mientras que la fórmula Macri-Pichetto obtuvo el 40% de los sufragios.

Tras los resultados en las PASO que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el peso se devaluó casi el 30% y la cotización de las acciones de compañías cotizantes se derrumbó un 38%. Por su parte, el "riesgo país", escaló al nivel más alto de la historia argentina hasta entonces, colocándose por sobre los 2000 puntos registrados el 28 de agosto de 2019.



Luego de ello, el gobierno de Macri implementó un paquete de medidas económicas que incluía, entre otras, la eliminación del IVA del 21% aplicable a productos básicos de la canasta alimentaria, como aceite, leche y harinas, el congelamiento del precio de los combustibles, una suba del mínimo no imponible desde el cual se abona el impuesto a las ganancias y pagos extras a los beneficiarios de ayuda social y empleados públicos.

Por otro lado, a fin de controlar el egreso de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA reimplementó controles cambiarios, los cuales fueron endurecidos luego de conocidos los resultados de las elecciones generales. Para mayor información, véase *“Información Adicional – c) Controles de Cambio”*.

El impacto del cambio de autoridades y su efecto en las políticas económicas argentinas comienza a manifestarse pero aún son inciertos, e implican incertidumbre en cuanto a si el nuevo gobierno implementará mayores cambios en las políticas o en la regulación vigente a la fecha de este Prospecto.

Durante las primeras semanas de su gobierno, Alberto Fernández envió al Congreso Nacional un proyecto de ley para dotar al Poder Ejecutivo Nacional de facultades extraordinarias en virtud de la situación de emergencia evidenciada en el país. Para mayor información, véase *“La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía”*.

No es posible prever qué otras medidas podrían ser adoptadas por la administración de Alberto Fernández a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente 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.

***La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía.***

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.541 denominada Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo nacional amplias facultades para asegurar las sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y reordenar los entes reguladores del sistema energético, entre otras.

En materia energética, la ley faculta al Poder Ejecutivo principalmente a:

- mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020; y
- intervenir administrativamente al ENRE y al ENARGAS por el término de 1 año; y facultó nuevamente al Poder Ejecutivo nacional a fijar derechos de exportación de hidrocarburos.

En materia fiscal, las principales medidas son:

- plan de regularización de obligaciones tributarias para MiPyMEs;
- aumento de alícuotas de impuesto a los bienes personales y faculta al Poder Ejecutivo nacional a fijar alícuotas superiores para activos financieros situados en el exterior;
- en lo que respecta al impuesto a las ganancias, entre otros cambios, se cambia el método de imputación de ajuste por inflación, se deroga a partir del 2020 el “Impuesto Cedular” aplicable sobre rendimientos producto de la colocación del capital en valores, se exime a los intereses por ciertos depósitos en entidades financieras (excluyendo los devengados por depósitos con cláusula de ajuste), a partir del período fiscal 2020 quedarán exentos del impuesto los resultados obtenidos por personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país por la compraventa, cambio, permuta o disposición de títulos públicos, obligaciones negociables y demás valores, en la medida que listen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, y se suspende

hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, la reducción de alícuota prevista en la Ley N° 27.430.

- creación del impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria por un plazo de cinco (5) períodos fiscales sobre la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento y el pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante tarjetas de crédito, que actualmente se encuentra entre la franja del 8% al 30%, dependiendo el tipo de operación en moneda extranjera; y
- como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días

No es posible prever el impacto de esta ley ni de las medidas que podrían ser adoptadas por la administración de Alberto Fernández a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente 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 del combustible, la energía y los alimentos significativamente mayores, entre otros factores. De acuerdo con el INDEC, el índice de precios del consumidor (el “IPC”) aumentó un 10,9% en 2010, 9,5% en 2011, 10,8% en 2012 y 10,9% en 2013. En 2014, después de la implementación de cambios en la metodología para sus informes, el INDEC publicó aumentos en el IPC del 23,9% para 2014. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina—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”*, a continuación.

De acuerdo con el IPC de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la inflación fue del 26,6% en 2013, 38,0% en 2014, 26,9% en 2015 y 41,0% en 2016. De acuerdo con el IPC de la Provincia de San Luis, la inflación fue del 31,9% en 2013, 39,0% en 2014, 31,6% en 2015 y 31,4% en 2016. En junio de 2016, el INDEC publicó por primera vez desde la declaración de la emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional el IPC, según el que la inflación fue del 16,9% para el período entre mayo y diciembre de 2016. La inflación para el período comprendido entre enero y junio de 2017 fue del 11,8%, de acuerdo con el INDEC.

El 11 de julio de 2017, el INDEC comenzó a publicar el IPC nacional (el “IPC Nacional”). El índice de inflación para junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2017 publicado por el INDEC empleando la metodología del IPC Nacional fue del 1,2%, 1,7%, 1,4%, 1,9%, 1,5%, 1,4% y 3,1% respectivamente. Para el período comprendido entre enero y noviembre de 2017, la inflación acumulada a partir del uso del IPC Nacional fue del 21%, mientras que para los años 2018 y 2019, la inflación acumulada alcanzó el 47,6% y el 53,8%, respectivamente. El índice de inflación publicado por el INDEC para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio fue del 2,3%, 2,0%, 3,3%, 1,5%, 1,5%, 2,2% y 1,9%, respectivamente. En el pasado, el Gobierno Argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios entre el Gobierno Argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no trataron las causas estructurales de la inflación y fracasaron en los intentos por reducirla. Los ajustes implementados por el Gobierno Argentino a las tarifas de electricidad y gas, así como el aumento del precio de la nafta, han sido trasladados a los precios, creando presiones inflacionarias adicionales.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de la Argentina en el exterior, así como incrementan 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 y la estabilidad política.

Asimismo, la emisión monetaria ya efectuada o a efectuarse por el Banco Central, a fin de asistir financieramente al Tesoro Nacional para hacer frente a las medidas paliativas de la crisis generada por el COVID-19 puede derivar en una mayor inflación en el año 2020.

La inflación continúa siendo un desafío para la Argentina, dada la naturaleza constante de los últimos años. Si, a pesar de las medidas que fueran adoptadas por el Gobierno Argentino, no se trata el desequilibrio inflacionario estructural de la Argentina, es posible que los niveles actuales de inflación continúen y tengan un efecto adverso sobre la economía y la situación financiera de Argentina, que podrían también generar un aumento de la deuda argentina. La inflación en la Argentina ha contribuido a un aumento significativo de los costos operativos de la Compañía, en particular los costos laborales, y ha impactado en forma negativa en los resultados de sus operaciones, su situación patrimonial y sus negocios.

El índice de inflación podría continuar escalando en el futuro, y existe incertidumbre respecto de los efectos que pudieran tener las medidas que el Gobierno Argentino pudiera adoptar en el futuro para controlar la inflación. Una mayor inflación podría afectar adversamente la economía argentina y a su turno, afectar adversamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***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.***

Durante el gobierno de Mauricio Macri se designó al Sr. Jorge Todesca, antiguo director de una consultora privada, como director del INDEC. El INDEC ha implementado, desde el 2016, ciertas reformas metodológicas y ha ajustado ciertas estadísticas macroeconómicas. El 8 de enero de 2016, el Gobierno Argentino emitió el Decreto Nº 55/16, mediante el cual declaró el estado de emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional y en el organismo oficial a cargo de dicho sistema, el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. Como consecuencia de ello, el INDEC suspendió la publicación de ciertos datos estadísticos mientras se encontrará pendiente el reordenamiento de la estructura técnica y administrativa a fin de recuperar su capacidad de producir información estadística confiable. Como consecuencia de esta emergencia nacional en el sistema estadístico nacional, el INDEC interrumpió la publicación del IPC basado en la metodología utilizada con anterioridad al 2016 y, durante los primeros seis meses de este período de reordenamiento, el INDEC publicó como referencia las cifras oficiales del IPC producidas por la Provincia de San Luis y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El 15 de junio de 2016, el INDEC reanudó la difusión del índice de inflación en base a una encuesta llevada a cabo en el Área Metropolitana del Gran Buenos Aires (el “**IPC 2016**”). Desde ese entonces, el INDEC ha publicado el IPC para cada mes a partir de mayo de 2016 hasta junio de 2017.

El 11 de julio de 2017, el INDEC comenzó a publicar el IPC Nacional, que se basa en una encuesta llevada a cabo por el INDEC y diversos organismos estadísticos provinciales en 39 áreas urbanas que abarcan cada una de las provincias de Argentina. Los resultados no son informados por cada provincia, sino a nivel nacional y para seis regiones estadísticas: el Área Metropolitana del Gran Buenos Aires (que consiste en el IPC cuya publicación se reanudó en junio de 2016), la región de Cuyo, la región Noreste, la región Noroeste, la región Pampeana y la región de la Patagonia.

El IPC Nacional se confecciona de acuerdo con los estándares internacionales vigentes y clasifica el consumo individual por propósito, desglosando información en base a 12 factores, en vez de los nueve factores empleados anteriormente para la preparación del antiguo IPC. La adopción del IPC Nacional permitió que la práctica estadística de Argentina se adecúe a los parámetros establecidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, así como también a la metodología que siguen las divisiones de estadísticas de diversos organismos internacionales, incluidas las Naciones Unidas, el Banco Mundial, el FMI, la Comisión Económica para América Latina y El Caribe, y el Banco Interamericano de Desarrollo.

El 29 de junio de 2016, el INDEC publicó el Informe Revisado del INDEC para 2016. Entre otros ajustes, para calcular el PBI correspondiente a 2004, el INDEC introdujo algunos cambios en la composición del PBI que ocasionaron un ajuste a la baja de aproximadamente el 12% para ese año. Para calcular el PBI real para años posteriores sobre la base del PBI ajustado de 2004, el INDEC utilizó deflatores de conformidad con su nueva metodología de cálculo de inflación. Al subestimar la inflación en años anteriores, el INDEC sobreestimó el

crecimiento en términos reales. Luego, como consecuencia de los ajustes efectuados por el INDEC, se determinó que el crecimiento del PBI real para el período 2004-2015 fue del 48,6%, frente a una tasa de crecimiento del 62,9% en términos reales para el mismo período, producto de la información utilizada antes del 29 de junio de 2016.

Las reformas que el gobierno de Mauricio Macri introdujo en el INDEC buscaron generar datos oficiales que cumplan con los estándares internacionales. Sin embargo, para que esas reformas sean eficaces requieren la adopción de ciertos pasos de implementación y la adecuada recolección de datos, que el Gobierno Argentino no controla. Si estas reformas no resultan exitosas, la economía argentina podría verse afectada adversamente, en particular debilitando las expectativas de que se encuentre disponible información confiable relativa a su desempeño. Los datos pasados o futuros del INDEC podrán ser objeto de una revisión sustancial y revelar una situación financiera o económica diferente en la Argentina. Además, la incertidumbre con respecto al éxito de las medidas adoptadas podría tener un impacto negativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, podría tener un efecto adverso sobre la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados de capitales internacionales para financiar sus operaciones y crecimiento, lo que podría afectar adversamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***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, 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, debiendo tenerse presente que, desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener 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. Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, el Peso se depreció casi un 14,2% respecto del Dólar en 2012. Esto fue seguido de una devaluación del Peso respecto al Dólar que superó el 32,5% en 2013 y el 31,3% en 2014, incluyendo una pérdida de aproximadamente el 23% en enero de 2014. En 2015, el Peso se depreció aproximadamente un 52% con respecto al Dólar, incluyendo una devaluación del 10% desde el 1 de enero de 2015 hasta el 30 de septiembre de 2015, una devaluación del 37,3% durante el último trimestre de 2015, principalmente concentrada con posterioridad al 16 de diciembre de 2015, y una devaluación del 22% durante el 2016. El Peso sufrió una devaluación del 18,4% con respecto al Dólar durante el 2017, del 101,4% durante el 2018, del 58,4% durante el 2019 y de 10,5% durante los primeros cinco meses del 2020. El 20 de agosto de 2020, el tipo de cambio era de \$ 73,53 por cada US\$ 1,00, conforme fuera publicado por el BCRA.

La persistencia de la alta inflación en 2013, 2014 y 2015, junto con los controles de cambio formales y “de facto” generaron un tipo de cambio oficial cada vez más sobrevaluado. 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 la mayor volatilidad del Peso, el Gobierno Argentino anunció diversas medidas destinadas a restablecer la confianza de los mercados y estabilizar el valor de la moneda. Entre las medidas implementadas por el gobierno se incluyen el acuerdo con el FMI celebrado en 2018, el aumento de las tasas de interés y la venta de reservas en moneda extranjera del Banco Central. En virtud del acuerdo celebrado con el FMI en 2018, se estableció un nuevo régimen. Este régimen imponía un estricto control de la base monetaria, en un intento por reducir la demanda de moneda extranjera. El 1° de octubre de 2018, el Banco Central introdujo una banda cambiaria. Se permitió que el tipo de cambio del Peso/Dólar fluctuara entre Ps. 34,00 y Ps. 44,00 por US\$ 1,00 (rango que se ajustaba diariamente a una tasa mensual del 3% hasta diciembre de 2018, y para el primer trimestre de 2019, se ajustaba diariamente a una tasa mensual del 2%) sin la intervención del Banco Central. El 29 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del Banco Central (el “**COPOM**”) decidió introducir cambios en la política monetaria, con el fin de reducir la volatilidad del mercado cambiario. De acuerdo con el nuevo esquema: (i) si el

tipo de cambio oscilaba entre Ps. 39,755 y Ps. 51,488, el Banco Central podía intervenir en el mercado de cambios, sujeto a las condiciones de mercado, y vender Dólares en el mercado, y (ii) si el tipo de cambio era superior a Ps. 51,488, el Banco Central podría vender moneda extranjera por hasta 250 millones de Dólares diarios.

Tras los resultados en las PASO que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el Peso se devaluó casi en un 30%, llegando el tipo de cambio al 30 de septiembre de 2019 a Ps. 59,00 por U\$S 1,00 según lo informado por el Banco de la Nación Argentina. El 1° de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia 609/2019 introdujo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el Peso, cuya vigencia fue prorrogada indefinidamente por el gobierno de Alberto Fernández mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del Banco Central. La reinstauración de los controles cambiarios en Argentina trajo como consecuencia la profundización de la brecha entre el tipo de cambio oficial y el valor de algunas operaciones de mercado de capitales frecuentemente utilizadas para la obtención de Dólares (Dólar “MEP” y “contado con liquidación”), llegando el valor de dichas operaciones a superar en casi un 50% al tipo de cambio oficial a la fecha del presente Prospecto.

El entorno macroeconómico argentino en el que opera la Compañía se vio afectado por la depreciación antes mencionada, lo que tuvo efecto en la situación financiera y económica de la Compañía. Si el Peso se depreciara aún más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

No podemos predecir en qué medida, el valor del Peso podría depreciarse y cómo esas fluctuaciones podrían afectar la demanda de nuestros productos y servicios. Asimismo, no podemos asegurar que el Gobierno Argentino no realizará más cambios regulatorios que nos impidan o limiten la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, si así fuera, el impacto que estos cambios tendrán sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. Asimismo, en el marco de las negociaciones de reestructuración de la deuda, el 5 de abril de 2020, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 346/2020, mediante el cual se postergaron el pago de intereses y capital de los bonos denominados en Dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 30 de diciembre de 2020, lo que ha dejado a la República Argentina en un virtual *default*. En el futuro, la República Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la República Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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 IGI 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 desencadenará al cumplirse estándares similares a los fijados por la NIC 29.

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.

***La intervención del Gobierno Argentino en la economía argentina puede afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.***

Durante los dos mandatos de Fernández de Kirchner, que gobernó desde 2007 hasta el 9 de diciembre de 2015, la intervención del Estado en la economía argentina se incrementó considerablemente, inclusive a través de medidas de expropiación y estatización, controles de precios y controles de cambio.

En 2008, el gobierno de Fernández de Kirchner absorbió y reemplazó el anterior sistema de fondos de jubilaciones y pensiones privadas por un sistema de jubilaciones y pensiones de reparto. Como consecuencia de ello, todos los recursos administrados por el sistema privado de jubilaciones y pensiones, incluidas las participaciones significativas en una amplia gama de sociedades que cotizan sus acciones, fueron transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad (“**FGS**”) para que sean administrados por la ANSES. La disolución del sistema privado de jubilaciones y pensiones y la transferencia de sus activos financieros al FGS tuvieron importantes repercusiones en el financiamiento de empresas del sector privado. Los títulos de deuda y acciones que antes podían colocarse con las administradoras de jubilaciones y pensiones pasaron a estar totalmente sujetos a la discreción del ANSES. Desde que adquirió participaciones en sociedades privadas, a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, la ANSES tiene derecho a designar representantes del Gobierno Argentino en el directorio de empresas privadas sujetas al régimen de oferta pública, sea mediante el voto acumulativo o acuerdos con los accionistas controlantes. De acuerdo con el Decreto N° 1278/12, emitido por el Poder Ejecutivo Nacional el 25 de julio de 2012, los representantes de la ANSES dependen directamente del Ministerio de Finanzas (actualmente bajo la órbita del Ministerio de Economía) y están sujetos a un sistema de intercambio obligatorio de información conforme al cual, entre otras obligaciones, los representantes deberán informar de inmediato al Ministerio de Finanzas (actualmente bajo la órbita del Ministerio de Economía) el orden del día de cada reunión de directorio y proporcionar la documentación correspondiente.

En abril de 2012, el gobierno de Fernández de Kirchner decretó la remoción de los directores y alta gerencia de YPF, la compañía gasífera y petrolera más grande del país, que era controlada por el grupo español Repsol, y presentó un proyecto de ley al Congreso para expropiar las acciones en manos de Repsol que representaban un 51% de las acciones de YPF. El Congreso aprobó el proyecto en mayo de 2012 a través de la sanción de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, que declaró que la producción, la industrialización, el transporte y la comercialización de hidrocarburos eran actividades de interés público y objetivos prioritarios de la República Argentina y facultó al Gobierno Argentino a tomar las medidas que fueran necesarias para lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos. En febrero de 2014, el Gobierno Nacional y Repsol anunciaron que habían llegado a un acuerdo sobre las condiciones respecto de la indemnización pagadera a Repsol por la expropiación de las acciones de YPF. Dicho pago ascendía a la suma de US\$ 5.000 millones, pagaderos mediante la entrega de bonos públicos argentinos con diferentes vencimientos. El acuerdo, que fue ratificado por la Ley N° 26.932, dio por terminado el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI.

El 28 de septiembre de 2014 entró en vigencia la Ley N° 26.991 (la “**Ley de Abastecimiento**”) que comprende todos los procesos económicos relativos a los bienes, prestaciones y servicios que satisfagan, directamente o indirectamente, necesidades básicas de la población (“**Bienes Necesarios o Esenciales**”) y delega amplias facultades a su autoridad de aplicación, para involucrarse en dichos procesos. También faculta a la autoridad de aplicación para disponer la comercialización, producción, distribución y/o prestación de Bienes Necesarios o Esenciales en todo el territorio de la Nación frente a una situación de escasez.

En febrero de 2015, el gobierno de Fernández de Kirchner presentó ante el Congreso de la Nación un proyecto de ley para revocar determinadas concesiones de ferrocarriles, devolver el sistema nacional de ferrocarriles al control del Estado y conceder facultades para revisar todas las concesiones actualmente vigentes. Este proyecto fue aprobado el 20 de mayo de 2015, a través de la Ley N° 27.132.

El 23 de septiembre de 2015, se aprobó la Ley N° 27.181 que declara de interés público la protección de las participaciones accionarias del Estado Nacional que integran la cartera de inversiones del FGS y de las participaciones accionarias o de capital en poder del Estado Nacional o del Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas (actualmente bajo la órbita del Ministerio de Economía) como accionistas minoritarios. Conforme a esta ley, salvo que medie autorización escrita de los dos tercios de los miembros del Congreso Nacional, está prohibida la transferencia y/o cualquier otro acto o acción que pudiera limitar, modificar, eliminar o cambiar el uso, la titularidad, o la naturaleza de esas acciones, el título o sus frutos o el destino de estos últimos. Las acciones que el Gobierno Nacional tiene en YPF quedan, sin embargo, exceptuadas del alcance de la Ley N° 27.181. Asimismo, la Ley N° 27.181 creó la Agencia Nacional de Participaciones Estatales en Empresas, como organismo descentralizado en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional, a cargo de la implementación de cualquier política y acción concernientes al ejercicio de los derechos emergentes de sus tenencias accionarias. La Ley N° 27.181 ha sido derogada mediante la Ley N° 27.260, denominada “Ley de Sinceramiento Fiscal y Reparación Histórica a los Jubilados”, en fecha 26 de mayo de 2016.

El 9 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 522/2020 la administración de Alberto Fernández declaró la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C. por un plazo de 60 días, con el fin de asegurar la continuidad de las actividades de la empresa, la conservación de los puestos de trabajo y la preservación de sus activos y patrimonio. Asimismo, el Gobierno Nacional había dispuesto la remisión al Congreso de la Nación de un proyecto de ley para declarar a la empresa utilidad pública y sujeta a expropiación. No obstante, el 31 de julio de 2020, a través del Decreto N°636/2020, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la derogación del Decreto N°522/2020 que establecía la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C.

El Gobierno Argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas privados coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países. Los demás actos realizados por el Gobierno Argentino en relación con la economía, incluidas las decisiones relativas a tasas de interés, impuestos, controles de precios, aumentos de salarios, prestación de beneficios adicionales para empleados, controles de cambio y potenciales cambios en el mercado de cambios, podrían continuar teniendo un efecto adverso significativo sobre el crecimiento económico argentino y, en consecuencia, podrían afectar adversamente los negocios, la situación

patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Asimismo, cualquier política adicional del Gobierno Nacional establecida para prevenir conflictos sociales, o en respuesta a conflictos sociales, podría afectar adversa y sustancialmente la economía y, por lo tanto, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***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.***

En el pasado, el Gobierno Nacional sancionó leyes y reglamentaciones obligando a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Asimismo, tanto los empleadores públicos como privados han sido objeto de una fuerte presión de parte de su fuerza laboral y de los sindicatos para otorgar aumentos salariales y ciertos beneficios. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relativos al negocio 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.”*

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenio Colectivo de Trabajo N° 14.250 que, entre otras cosas, establecen de qué manera se llevarán a cabo las negociaciones sobre salarios y de otro tipo. Toda actividad industrial o comercial se encuentra regulada por convenios colectivos de trabajo específicos que agrupan a empresas según el sector de la industria y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, cada cámara de actividad comercial o industrial negocia los aumentos de salarios y los beneficios laborales por separado con el sindicato correspondiente.

Los empleadores argentinos, tanto del sector público como del sector privado, se han visto sometidos a intensas presiones por parte de su fuerza laboral y de los sindicatos que los representan, en demanda de subas salariales y beneficios adicionales para los trabajadores. Debido a los elevados índices de inflación, los trabajadores y sindicatos demandaron aumentos salariales significativos. En agosto de 2012, el Gobierno Nacional estableció un incremento del 25% en el salario mínimo mensual de Ps. 2.875 a partir de febrero de 2013 y aumentó el salario mínimo a Ps. 3.300 en agosto de 2013, a Ps. 3.600 en enero de 2014, a Ps. 4.400 en septiembre de 2014, y a Ps. 5.588 en agosto de 2015. Asimismo, declaró un aumento del salario máximo aplicable en enero de 2016 a Ps. 6.060, a Ps. 6.810 en junio de 2016, a Ps. 7.560 en setiembre de 2016 y a Ps. 8.060 en enero de 2017. En junio de 2017, el Ministerio de Trabajo aumentó el salario mínimo a Ps. 10.000, que sería efectivo en tres tramos: Ps. 8.860 a julio de 2017, Ps. 9.500 a enero de 2018 y Ps. 10.000 a julio de 2018. En agosto de 2018, el Ministerio de Trabajo elevó el salario mínimo a Ps. 10.700 para septiembre de 2018, a Ps. 11.300 para diciembre de 2018 y a Ps. 12.500 para marzo de 2019. En septiembre de 2019, el Ministerio de Trabajo elevó el salario mínimo a Ps. 14.125 para agosto de 2019 en forma retroactiva, a Ps. 15.625 para septiembre de 2019 y a Ps. 16.875 para octubre de 2019. Debido a los altos índices de inflación, los empleadores del sector público y privado soportan gran presión de los sindicatos y sus empleados para obtener nuevos aumentos. En 2015, el INDEC publicó el Coeficiente de Variación Salarial (“CVS”), un índice que muestra la evolución de los salarios, mostrando respecto de los salarios del sector privado registrado un incremento del 27,30% en 2017, de 30,41% en 2018 y de 40,9% en 2019.

Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández en el marco de la inestabilidad económica, política y social imperante en la Argentina, el 13 de diciembre de 2019 se publicó el DNU 34/2019 mediante el cual se declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días a partir de su entrada en vigencia. En este contexto, durante la vigencia de la emergencia ocupacional, en caso de despido sin justa causa respecto de contrataciones celebradas con anterioridad al mismo, los trabajadores afectados tendrán derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad a la legislación vigente, duplicación que comprenderá todos los rubros indemnizatorios originados con motivo de la extinción de la relación laboral y que no resulta aplicable a las contrataciones celebradas con posterioridad a la entrada en vigencia del DNU 34/2019. En junio de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°528/2020 el cual extiende la emergencia pública en materia ocupacional establecida en el DNU 34/2019 por el término de 180 (ciento ochenta) días contados a partir del 10 de junio de 2020, manteniendo por 6 meses adicionales la duplicación indemnizatoria. Asimismo, dicho Decreto de Necesidad y Urgencia establece, entre otros menesteres, que (i) en caso de producirse un despido sin causa, el trabajador tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización legal; (ii) la duplicación de la indemnización alcanza a todos los rubros indemnizatorios



originados con motivo de la extinción del contrato de trabajo; y (iii) sus disposiciones no aplican a las relaciones laborales iniciadas en el sector privado a partir del día 14 de diciembre de 2019. Por otra parte, el Decreto de Necesidad y Urgencia N°529/2020 de la misma fecha dispone que como consecuencia de la emergencia sanitaria originada en la pandemia del COVID-19, para las suspensiones que se acuerden en los términos del artículo 223 bis de la LCT (i) no aplicarán los plazos máximos previstos en los artículos 220, 221 y 222 de la LCT para las suspensiones originadas en falta o disminución de trabajo no imputable al empleador y fuerza mayor, y (ii) podrán extenderse hasta que finalice el aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido por el Decreto N°297/20 y sus sucesivas prórrogas.

En el futuro, el Gobierno Argentino podría adoptar nuevas medidas que determinen subas salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y, los trabajadores y sus sindicatos, podrían 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, incluida la Compañía. Esos costos adicionales podrían afectar adversamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***Los controles de cambio y restricciones al ingreso y salida de capitales impuestos por el Banco Central podrían limitar la disponibilidad del crédito internacional y la liquidez del mercado para los títulos de emisores argentinos.***

En 2001 y 2002, luego de una corrida en el sistema financiero disparada por la falta de confianza del público en la continuidad del régimen de convertibilidad que trajo aparejado un masivo retiro de capitales, el Gobierno Argentino introdujo controles de cambio y restricciones a la transferencia de divisas en un intento por impedir la fuga de capitales y una mayor depreciación del Peso. Dichos controles de cambio limitaron sustancialmente la posibilidad de que emisores de títulos de deuda, entre otros, pudieran acumular o mantener moneda extranjera en la Argentina o realizar pagos al exterior. Si bien varios de dichos controles de cambios y restricciones a la transferencia fueron suspendidos o derogados, en junio de 2005, el Gobierno Nacional dictó un decreto estableciendo nuevos controles a los flujos de capital, que trajeron aparejada una disminución en la disponibilidad de crédito internacional para empresas argentinas y para las Provincias.

Asimismo, desde 2011 hasta la asunción de Mauricio Macri en diciembre de 2015, el Gobierno Nacional incrementó los controles sobre la venta de moneda extranjera y la adquisición de activos extranjeros por residentes locales, limitando la posibilidad de transferir fondos al exterior. Juntamente con las normas dictadas en 2012 que sujetaron determinadas operaciones cambiarias a la aprobación previa de la autoridad fiscal de Argentina o del Banco Central, las medidas adoptadas por el gobierno anterior restringieron significativamente el acceso de las personas físicas y las entidades del sector privado al mercado único libre de cambios (el "MULC"). En respuesta, se generó un mercado paralelo para la negociación del Dólar, en el cual el tipo de cambio Peso/Dólar difirió significativamente del tipo de cambio oficial.

Luego de su asunción, la administración de Mauricio Macri eliminó prácticamente todas las restricciones cambiarias que se habían establecido durante el gobierno de Fernández de Kirchner. Sin perjuicio de ello, con fecha 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron la evolución de la economía argentina 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 de las PASO, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770 (tal como fuera modificada y complementada por la Comunicación "A" 6844, y tal como fuera subsecuentemente modificada y complementada de tiempo en tiempo), mediante la cual 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. Para más información sobre los controles de cambio recientemente impuestos por el Gobierno Nacional, por favor ver la sección "Información Adicional – c) Controles de Cambio" del Prospecto. Por ejemplo, ciertas restricciones para el acceso al mercado de cambios a fin de constituir cuentas de reserva afectan la posibilidad de que nuestra subsidiaria Parque Eólico del Bicentenario S.A. cumpla con los compromisos establecidos en los contratos de financiamiento y requiera dispensa de los acreedores.

Es posible que el Gobierno Nacional y el BCRA en un futuro próximo impongan nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, como así también modifiquen y adopten otras medidas que podrían limitar la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad de la

Compañía de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

No es posible asegurar que no se impondrán controles de cambio, restricciones a la transferencia más estrictas a las que actualmente se encuentran en vigencia. En el caso que la Argentina atravesase un período de crisis e inestabilidad política, económica y social que cause una significativa contracción económica, ello puede devenir en cambios radicales en las políticas del gobierno de turno en materia económica, cambiaria y financiera con el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas del BCRA, una fuga de capitales o una importante depreciación del Peso, como puede ser, la conversión obligatoria a Pesos de obligaciones asumidas por personas jurídicas residentes en Argentina en Dólares Estadounidenses. La imposición de este tipo de medidas restrictivas como de factores externos que no se encuentran bajo el alcance de la Compañía puede afectar materialmente su capacidad de realizar pagos en moneda extranjera.

Para más información sobre fluctuaciones del tipo de cambio véase “Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con la Argentina – Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones” en este Prospecto. Para más información sobre el actual marco regulatorio de los controles cambiarios, véase la sección “Información Adicional – c) Controles de Cambio” en este Prospecto.

***La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y generar crecimiento económico sostenible.***

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el Gobierno Argentino logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. Sin embargo, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los “holdouts”) iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón, bajo las cuales se han dictado sentencias en numerosos de dichos procedimientos.

En octubre de 2012, los demandantes en las acciones en trámite en Nueva York, obtuvieron una orden de un tribunal de distrito estadounidense que prohibió a la Argentina realizar pagos de intereses en su totalidad sobre los bonos emitidos en virtud de las ofertas de canje de 2005 y 2010 a menos que Argentina pagara el monto total adeudado a los demandantes, en base al fundamento de que los pagos anteriores habían violado la cláusula *pari passu* del Contrato de Agencia Fiscal de 1994 que regía los bonos en situación de incumplimiento. El Tribunal de Apelaciones del Segundo Circuito ratificó las denominadas medidas cautelares *pari passu*, y el 16 de junio de 2014, la Corte Suprema de Estados Unidos denegó la petición de Argentina para entender en el caso y la suspensión de las medidas cautelares *pari passu* fue levantada el 18 de junio de 2014. En febrero de 2016, el gobierno nacional celebró un acuerdo tendiente a llegar a un acuerdo con ciertos tenedores de deuda no pagada y elevó una propuesta a otros tenedores de deuda no pagada, incluyendo aquellos con reclamos en trámite ante los tribunales estadounidenses. El 2 de marzo de 2016, el tribunal de distrito estadounidense acordó levantar las medidas cautelares *pari passu*, sujeto a determinadas condiciones. En abril de 2016, el gobierno argentino canceló US\$9.200 millones de capital de deuda que no habían sido canjeados en la reestructuración, y luego de satisfacer las condiciones, el tribunal de distrito estadounidense ordenó el levantamiento de todas las medidas cautelares *pari passu*.

Con la correspondiente aprobación del Congreso, en abril de 2016, Argentina emitió bonos por US\$16.500 millones, de los cuales US\$9.300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. A la fecha de este Prospecto, ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con la Argentina continúan en distintas jurisdicciones, aunque la magnitud de los reclamos exigidos ha disminuido significativamente.

Además, desde 2001, los accionistas extranjeros de ciertas empresas argentinas presentaron demandas por montos sustanciales ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra Argentina alegando que ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002 eran incompatibles con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los que Argentina estaba obligada en ese momento. A la fecha de este Prospecto, varias de estas

controversias se han resuelto, y otros se encuentran en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

En 2018, debido a las limitaciones de Argentina para acceder a los mercados de capitales internacionales, el gobierno argentino y el FMI celebraron un acuerdo para una línea de crédito *Stand-By* cuyo monto fue incrementado luego en unos US\$7.100 millones, totalizando US\$57.000 millones, reprogramándose los desembolsos, con un anticipo de aproximadamente US\$13.400 millones hasta diciembre de 2018, totalizando US\$28.400 millones para el año 2018, y unos US\$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 US\$ 44.500 millones. Debido a la cancelación del acuerdo con el FMI y el cierre de los mercados internacionales después de las PASO, el gobierno se vio obligado a reprogramar el vencimiento de Letras del Tesoro con los tenedores, a excepción de personas físicas, de la siguiente manera: un pago del 15% de los servicios en la fecha de vencimiento, un pago del 25% a los tres meses y un pago del 60% restante a los seis meses de la fecha de vencimiento original. Con el cambio de gobierno el 10 de diciembre de 2019, la consideración de la deuda del sector público se tornó un tema apremiante y el 21 de enero de 2020, se presentó el proyecto de Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Externa ante el Congreso Nacional. Con fecha 5 de febrero de 2020, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.544, declarando prioritaria para el interés de la República Argentina la restauración de la sostenibilidad de la deuda pública, y autorizando al Ministerio de Economía a renegociar sus términos y condiciones con los acreedores de Argentina. Se facultó al Poder Ejecutivo Nacional a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de Argentina. Además, se autorizó al gobierno argentino a emitir títulos de deuda a nombre del Banco Central por un monto de hasta US\$ 4,517 mil millones, a cambio de reservas a ser utilizadas exclusivamente para cancelar obligaciones de deuda denominada en moneda extranjera de la República Argentina.

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de dudas respecto a la sostenibilidad de la deuda pública argentina. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto N° 596/2019, el Gobierno Nacional anunció su intención de llevar a cabo un reperfilamiento de algunas de sus deudas, las cuales consistían en (i) la extensión del vencimiento de bonos de corto plazo sujetos a la ley argentina, solo aplicable a personas jurídicas, los cuales serían reembolsados en su totalidad en tres cuotas (15% en la fecha de vencimiento original, 25% cuando se cumplan tres meses de la fecha de vencimiento original y el 60% restante cuando se cumplan seis meses de la fecha de vencimiento original). Las personas humanas que compraron dichos valores antes del 31 de julio de 2019 no se vieron afectadas por dicha extensión y recibieron el pago completo en la fecha de vencimiento original; (ii) entrega de un proyecto de ley al Congreso Nacional para extender los vencimientos de otros bonos regulados por la ley argentina sin la aplicación de ningún recorte en el capital o los intereses; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento de los bonos emitidos en moneda extranjera y bajo ley extranjera; y (iv) el comienzo de las conversaciones con el FMI para extender el vencimiento original de sus préstamos, para evitar el riesgo de incumplimiento entre 2020 y 2023.

El 20 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019, a través del cual se extendieron las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en dólares estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, lo dispuesto por dicho decreto solo aplica a aquellas personas humanas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 141/2020 mediante el cual se pospuso el pago total de la amortización de los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto estableció que no se diferiría el pago a las personas humanas que al 20 de diciembre de 2019 poseían menos de US\$ 20.000 de valor nominal de dichos valores. Mediante la Resolución N° 11/2020 emitida por el Secretario de Hacienda y el Secretario del Tesoro, de la Nación, la amortización del capital de los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020, se calculará al tipo de cambio aplicable en dicha fecha, tal como se define en la Resolución N° 7/2018 emitida por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Hacienda con fecha 11 de julio de 2018.

El 10 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 250/2020 a través del cual se estableció que el valor nominal de US\$ 68.842 millones como monto máximo de las operaciones de administración de

pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de títulos públicos, ya que este era el valor nominal emitido bajo ley extranjera y vigente al 12 de febrero de 2020. Además, el 16 de marzo de 2020, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 130/2020, permitiendo a la República Argentina presentar ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos (la "SEC") una declaración de registro de valores por un monto que no exceda el límite del valor nominal.

El 6 de abril de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 346/2020 (el "Decreto 346"), a través del cual se dispuso a diferir los pagos de los servicios de intereses y los reembolsos de capital de la deuda pública nacional instrumentados por valores denominados en dólares estadounidenses emitidos bajo la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto exime del diferimiento del pago, entre otros, a los "Bonos del Programa de Gas Natural" emitidos por la Resolución N° 21/2019 del Ministerio de Finanzas. Además, la validez del Decreto N° 668/2019 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2020, y se contempla al Fondo de Garantía de Sustentabilidad en el decreto (Fondo de Garantía de Sustentabilidad).

En marzo de 2020, el gobierno argentino contrató a Lazard como asesor financiero y a HSBC y Bank of America como agentes colocadores de deuda para llevar adelante la renegociación de la mayoría de los bonos impagos emitidos por Argentina. Sin perjuicio de ello, en el transcurso de las negociaciones por la reestructuración de la deuda, el 6 de abril de 2020 el gobierno argentino emitió el Decreto 346, a través del cual postergó el pago de títulos denominados en dólares bajo legislación argentina.

En este sentido, el 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el "Canje") con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Argentino propuso efectuar un canje de diferentes series de bonos denominados en moneda extranjera (Dólares, Euros y Francos Suizos) y regidos bajo la legislación inglesa o del Estado de Nueva York, según el caso, que fueran emitidos oportunamente bajo los acuerdos de fideicomiso (*Indentures*) 2005 o 2016 (los "Bonos Elegibles") por nuevas series de bonos denominados en Dólares o en Euros que prevén un esquema de amortizaciones periódicas (*amortizing*) y con vencimientos que varían entre el 2030 y el 2047 (los "Nuevos Bonos") que serán emitidos por el Gobierno Argentino bajo el acuerdo de fideicomiso celebrado en 2016.

El Canje estaba originalmente abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020 a las 5:00 p.m. (hora de Nueva York), durante el cual los acreedores podrían manifestar su consentimiento o rechazo a la propuesta del Gobierno Argentino de sustituir los Bonos Elegibles por los Nuevos Bonos, y, en caso de aceptación, elegir por cuál de los Nuevos Bonos canjear los Bonos Elegibles de su titularidad mediante el envío de órdenes (*Tender Orders*). En el transcurso de las negociaciones con los acreedores, el período de canje fue prorrogado en sucesivas oportunidades hasta que, con fecha 6 de julio de 2020, el gobierno argentino presentó a través del Decreto 582/2020 una enmienda a su oferta de canje original, modificando los términos económicos y financieros. El período de canje se encontraba abierto hasta el 4 de agosto de 2020 y, en dicha fecha, tras más de cuatro meses de negociación, el Gobierno Argentino anunció haber llegado a un acuerdo para la renegociación de la deuda con los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores. Los miembros de estos tres grupos de acreedores acordaron apoyar la propuesta de reestructuración en base a una nueva mejora de la oferta económica. Consecuentemente, bajo el Suplemento Número 34.441 del Boletín Oficial, el Gobierno Argentino anunció la extensión del plazo para suscribir a la oferta de canje hasta el 24 de agosto de 2020. Posteriormente, el 16 de agosto de 2020, mediante el Decreto N°676/2020, el gobierno argentino aprobó la segunda enmienda al suplemento de prospecto presentado ante la SEC el 21 de abril de 2020, y autorizó la emisión de nuevos bonos por hasta U\$S66.137 millones, en los términos anunciados a través del Decreto N° 582/2020.

Paralelamente, el 8 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°27.556 sobre la reestructuración de la deuda pública instrumentada en títulos públicos denominados en dólares estadounidenses y emitidos bajo ley argentina mediante una operación de canje. Tal como detalla el Anexo I de la Ley N°27.556, integran en menú de títulos elegibles: doce series de Letras del Tesoro en dólares estadounidenses, nueve títulos Bonar con vencimiento entre 2020 y 2037, los *Par* y *Discount* con ley argentina surgidos de los canjes de 2005 o 2010 y cuatro instrumentos vinculados a la evolución del dólar estadounidense, pero pagaderos en pesos: dos series de Lelink, el bono Dual AF20 y el TV21. Dentro de las opcionalidades dispuestas, los nuevos bonos en dólares

estadounidenses surgidos de la conversión serán cuatro y tendrán vencimiento en 2030, 2035, 2038 y 2041. Asimismo, habrá un nuevo título a 2029, y se incluye una pesificación opcional por bonos atados a la inflación. Luego, el 18 de agosto de 2020 y a través de la Resolución N°381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración, cuyo procedimiento fuera detallado en la Ley N°27.556, la que se encontrará vigente hasta el 15 de septiembre de 2020. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no posee tenencias de títulos de deuda del Estado Nacional, afectados por el proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública mencionado precedentemente.

A la fecha del presente Prospecto, si bien se ha logrado un considerable avance en las negociaciones del Canje y para reestructurar su deuda pública externa, aún existe incertidumbre respecto a si el gobierno argentino tendrá éxito en renegociar un nuevo programa con el FMI. Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Gobierno Argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

***La economía argentina podría verse adversamente afectada por acontecimientos económicos en otros mercados.***

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, 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.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“**MERCOSUR**”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional,

aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto.

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

En 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 perjuicio de que el Reino Unido acuerde los términos de su salida de la Unión Europea, se espera que las negociaciones sobre los términos y condiciones continúen durante el período de transición, que finalizará el 31 de diciembre de 2020. Sin embargo, la incertidumbre sobre los términos y condiciones de, entre otros, un nuevo acuerdo comercial, aplicación de la ley y acceso a aguas de pesca y la percepción del impacto económico podrían afectar negativamente la actividad comercial y las condiciones económicas del Reino Unido y la Unión Europea y afectar negativamente los mercados financieros internacionales. Además, el Brexit podría producir mayores niveles de inestabilidad política y judicial en la Unión Europea, lo que podría afectar los intercambios comerciales entre Argentina y dicha región.

Por otro lado, hay incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la relación comercial entre los estados miembros del MERCOSUR, 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.

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 2019, 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.

Finalmente, el nuevo “coronavirus” ha causado una disrupción social y de mercado significativa, lo que se espera que tenga un efecto adverso en la economía argentina. Actualmente, los principales mercados financieros del mundo se han visto profundamente afectados por la propagación del virus SARS-COV-2, comúnmente conocido como “coronavirus” (el “**Coronavirus**” o “**COVID-19**”). El 11 de marzo, la Organización Mundial de la Salud (la “**OMS**”) declaró el brote de Coronavirus de rápida propagación como una “pandemia”, reconociendo que el virus probablemente se extendería a todos los países del mundo. La inestabilidad financiera global y las consecuencias derivadas de la pandemia COVID-19 pueden impactar sobre la economía argentina e impedir a la Argentina retornar al camino del crecimiento, o bien agravar la actual recesión económica con consecuencias en la balanza comercial y fiscal y el índice de desempleo.

En los últimos años, ciertos socios comerciales estratégicos de Argentina (como Brasil, Europa y China) han experimentado ralentizaciones significativas o períodos de recesión en sus respectivas economías, las cuales se han visto intensificado como consecuencia de la paralización generalizada de actividades para contener el avance de la pandemia COVID-19. Si esas ralentizaciones o recesiones continuaran profundizándose, esto podría impactar sobre la demanda de dichos socios de los productos que provienen de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente su economía.

Durante 2019 y comienzos de 2020, la economía argentina se vio adversamente afectada por algunos de los factores mencionados, principalmente el proceso de renegociación de la deuda externa Argentina, la fluctuación de los precios de los commodities y las consecuencias derivadas del avance de la pandemia “COVID-19”.

No podemos asegurar que las condiciones a nivel internacional comiencen un rumbo de recuperación o continúen con tendencias negativas. En este sentido, la economía argentina podría verse negativamente afectada como resultado de una menor demanda internacional y menores precios por los productos y servicios que conforman el negocio de la Compañía, falta de acceso al crédito internacional, menor ingreso de capitales y una mayor aversión al riesgo, lo que podría también afectar adversamente nuestras actividades, resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo.

***El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.***

El 11 de marzo de 2020, la OMS declaró la “emergencia de salud pública de preocupación internacional” y decretó el estado de “pandemia” a nivel mundial con motivo del brote del COVID-19 en Wuhan, China y su posterior propagación a nivel mundial.

En la actualidad, las principales bolsas mundiales y el mercado de capitales local se han visto materialmente afectados por la propagación del Coronavirus, el cual ha afectado la producción y las ventas de una gran variedad de industrias, interrumpiendo o prolongando materialmente los plazos de las cadenas de suministro locales e internacionales y ha causado una grave situación de desempleo en varias actividades proveedoras de bienes y servicios; previendo las máximas autoridades del Fondo Monetario Internacional (“FMI”) que la situación provocará la más grave recesión a nivel mundial luego de la crisis del año 1929. El alcance del impacto del Coronavirus en nuestro desempeño operativo y financiero dependerá de la evolución de los hechos (su propagación, y la duración del brote y de las medidas gubernamentales nacionales e internacionales tomadas como consecuencia), del impacto en CAMMESA, empleados y proveedores; de la potencial disminución en la actividad industrial y de una mayor suba en el riesgo país que ocasione un aumento en las tasas de interés y dificulte la capacidad de financiamiento de la Emisora; todos los cuales son inciertos y no se pueden predecir.

De acuerdo a estimaciones del FMI publicadas el 14 de abril de 2020, como resultado de la pandemia de COVID-19, se espera que la economía mundial se contraiga bruscamente en un 3% en 2020, en una reducción drástica de su pronóstico de crecimiento del 6,3% en enero de 2020, peor aún que el declive económico en 2008. Asimismo, el FMI cambió su perspectiva de crecimiento para América Latina, pasando de una contracción estimada de 1,6% según estimaciones publicadas en enero, a una contracción de la economía de la región de un 5,2% en 2020, con el pronóstico de crecimiento de Brasil en -5,3% (Brasil es uno de los principales socios comerciales de Argentina). Con respecto a Argentina, según las estimaciones del FMI, se espera que su economía se contraiga un 5,7% en 2020.

El 15 de marzo de 2020, el presidente Alberto Fernández ordenó el cierre de las fronteras del país y declaró el cierre de las escuelas, con el objetivo de reducir la propagación del virus. El 19 de marzo del 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°297/2020, el Gobierno Argentino estableció el “aislamiento social, preventivo y obligatorio”, imponiendo restricciones para la circulación de personas a nivel nacional. Dichas medidas, incluyeron una serie de excepciones con alcance a actividades consideradas “esenciales” y, por lo tanto, excluidas de dichas restricciones. A la fecha del presente Prospecto, la vigencia de las medidas fue prorrogada sucesivamente hasta el 30 de agosto de 2020, mediante los Decretos de Necesidad y Urgencia N° 325/2020, N°355/2020, N°408/2020, N°459/2020, N°493/2020, N°520/2020, N°576/2020, N°605/2020, N°641/2020 y N° 677/2020, pudiendo continuar extendiéndose en virtud de la situación epidemiológica. Sin perjuicio de ello, varias provincias del interior de la Argentina se encuentran cumpliendo medidas de distanciamiento social, preventivo y obligatorio, lo que representa menores restricciones de aquellas provincias o localidades en las que se aplica el aislamiento social, preventivo y obligatorio. Estas últimas medidas han resultado, entre otras cosas, en rupturas de la infraestructura privada y pública, cierres de negocios, nuestros clientes siendo obligados a cerrar o limitar significativamente sus operaciones y la adopción de medidas para realizar trabajo a distancia, todas medidas que tienen un impacto adverso en nuestros negocios. En línea con los objetivos anunciados de mitigar el impacto del brote del coronavirus en Argentina, frenar su propagación y preservar la salud pública de Argentina, la administración de Alberto Fernández ha tomado diversas medidas.

A su vez, debido a la extensión de las medidas de aislamiento y distanciamiento social, mediante el Decreto N°298/2020 el gobierno argentino estableció la suspensión de los plazos en los procedimientos administrativos hasta el 31 de marzo de 2020, hallándose exceptuados de la suspensión aquellos trámites administrativos

relativos a la emergencia declarada por la Ley N° 27.541, ampliada por el Decreto N° 260/2020 y sus normas modificatorias y complementarias, y a todos los trámites realizados al amparo del Régimen de Contrataciones de la Administración Nacional aprobado por el Decreto N° 1023/01 y sus normas modificatorias. Dicha suspensión fue continuamente prorrogada sucesivamente hasta el 30 de agosto de 2020, en este último caso, a través del Decreto N°678/2020.

A través de la Comunicación "A" 6942, el BCRA resolvió que las entidades financieras y cambiarias no podrán abrir sus sucursales para atención al público hasta el 31 de marzo de 2020. Además, pospuso la compensación electrónica de cheques y el pago de cuotas de préstamos bancarios con vencimiento durante el período de cuarentena. Esta comunicación fue modificada por la Comunicación "A" 6949, que permitió que las entidades financieras abrieran a partir del 3 de abril de 2020 inclusive para la atención a clientes que sean beneficiarios de haberes previsionales y pensiones integrantes del Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA) o de aquellos cuyo ente administrador corresponda a jurisdicciones provinciales o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o beneficiarios de prestaciones, planes o programas de ayuda abonados por la ANSES u otro ente administrador de pagos. Adicionalmente, pospuso el devengamiento de intereses punitivos en aquellos préstamos otorgados por entidades financieras, con saldos impagos, y con vencimiento de cuotas entre el 1° de abril de 2020 y el 30 de junio de 2020. A su vez, a través del Decreto 312/2020 del 25 de marzo de 2020 se prohibió el cierre y/o inhabilitación de las cuentas bancarias, así como la imposición de multas hasta el 30 de abril de 2020.

A través de los Decretos 309/2020 y 310/2020, ambos del 25 de marzo de 2020, la administración Alberto Fernández dispuso: (i) una prestación monetaria no remunerativa de Ps. 10.000, para desempleados, trabajadores informales, monotributistas inscriptos en las categorías 'A' y 'B', monotributistas sociales y trabajadores de casas particulares, cuyo grupo familiar no perciba otro ingreso; y (ii) un subsidio extraordinario de \$3.000 que a los beneficiarios de las prestaciones previsionales del SIPA, a los beneficiarios de la Pensión Universal para el Adulto Mayor, a los beneficiarios de pensiones no contributivas por vejez, invalidez, madres de 7 hijos o más, y demás pensiones graciables cuyo pago se encuentra a cargo de la ANSES.

Por medio del Decreto 319/2020 del 30 de marzo de 2020, el Gobierno Nacional (i) congeló al mes de marzo de 2020 el valor de las cuotas mensuales de los créditos hipotecarios que recaigan sobre inmuebles destinados a vivienda única; y (ii) suspendió hasta el 30 de septiembre de 2020 las ejecuciones hipotecarias, judiciales o extrajudiciales y los plazos de prescripción y de caducidad de instancia en los procesos de ejecución hipotecaria y de créditos prendarios actualizados por Unidad de Valor Adquisitivo (UVA).

El 1° de abril de 2020, mediante el Decreto 329/2020 se prohibieron los despidos sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor; y las suspensiones por las causales de fuerza mayor o falta o disminución de trabajo, ambas medidas por el plazo de 60 días desde la publicación del mencionado decreto.

A través del Decreto 332/2020 del 2 de abril de 2020, la administración de Alberto Fernández creó el "Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción" ("ATP") para empleadores, y trabajadores afectados por la emergencia sanitaria, consistiendo en la obtención de uno o más de los siguientes beneficios, entre otros: (i) la postergación o reducción de hasta el 95% del pago de las contribuciones patronales al SIPA; (ii) una Asignación Compensatoria al Salario; y (iii) un sistema integral de prestaciones por desempleo. El Decreto 376/2020 del 20 de abril de 2020 amplía los sujetos alcanzados y los beneficios comprendidos en el Decreto 332/2020, destacándose: (i) la inclusión de un crédito a tasa cero para personas adheridas al Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes y para trabajadoras y trabajadores autónomos, con subsidio del 100% del costo financiero total; (ii) la ampliación del rango de beneficiarios de la Asignación Compensatoria al Salario abonada por el Estado Nacional a todos los trabajadores en relación de dependencia del sector privado; (iii) la creación del Fondo de Garantías Argentina (FoGAR) para garantizar los créditos mencionados en (i); y (iv) la creación de un seguro de desempleo entre Ps. 6.000 y Ps. 10.000. Se aclara al público inversor que a la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no es beneficiaria del programa ATP. Asimismo, del día 27 de julio de 2020, se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°621/20 dictado por el Poder Ejecutivo Nacional el cual dispone nuevas normas respecto a los beneficios del ATP. En este sentido, las empresas podrán gozar de un Crédito a Tasa Subsidiada que consistirá en una financiación cuyo importe, calculado por empleado, será del 120% de 1 (un) Salario Mínimo Vital y Móvil, y no podrá exceder la remuneración neta de cada trabajador del mes que se trate. Por otra parte, podrán acogerse a los beneficios del ATP los sujetos que cumplan con uno o más de los siguientes criterios: (i) actividades económicas afectadas en forma crítica en las zonas geográficas donde se desarrollan; (ii) cantidad relevante de trabajadores contagiados por el COVID-19 o en aislamiento obligatorio o con dispensa



laboral por estar en grupo de riesgo u obligaciones de cuidado familiar relacionadas al COVID-19; y (iii) reducción real de la facturación con posterioridad al día 12 de marzo de 2020. La Jefatura de Gabinete podrá: (i) extender los beneficios del DNU 621 total o parcialmente, modificando el universo de actividades, empresas y trabajadores afectados, previa intervención del Comité del ATP, considerando la evolución de la situación económica, hasta el día 30 de septiembre de 2020 inclusive; y (ii) establecer, previa intervención del Comité, condiciones especiales para sectores y actividades críticamente afectadas por la pandemia del COVID-19, considerando sus aspectos estacionales. No obstante, para las actividades afectadas en forma crítica por las medidas de distanciamiento social aun cuando el aislamiento social preventivo y obligatorio haya concluido, los beneficios podrán extenderse hasta diciembre de 2020 inclusive.

Por otro lado, en el marco de la crisis surgida por la pandemia del COVID-19, se presentaron varios proyectos de ley para reformar la Ley N° 24.522 de Concursos y Quiebras (conjuntamente con sus modificatorias y complementarias, la “**Ley de Concursos y Quiebras**”) con el objeto de morigerar los efectos de la disminución de los ingresos de las empresas, su vulnerabilidad patrimonial, incumplimientos de contratos y eventuales acciones especulativas y el impacto en la solvencia de las empresas producido por la pandemia. Finalmente, el 31 de julio de 2020 la Cámara de Diputados dio media sanción a un proyecto que propone la suspensión hasta el 31 de marzo de 2021 del cómputo de plazos procesales en todos los procesos regidos por la Ley de Concursos y Quiebras, y en el caso de los nuevos juicios iniciados a partir de la vigencia de la ley, el plazo será de 180 días pudiendo el juez, a pedido del deudor, en las condiciones establecidas por dicha norma, extenderlo por única vez en sesenta días adicionales.

Adicionalmente, el 13 de agosto de 2020 se sancionó el proyecto de ley impulsado por el Poder Ejecutivo Nacional sobre la moratoria ampliada a las deudas impositivas, aduaneras y previsionales para personas humanas y jurídicas en el contexto de la pandemia del COVID-19. En este contexto, se estableció un régimen de regularización de deudas el que permitirá a autónomos, monotributistas y empresas acceder a un plan de pagos para deudas impositivas y previsionales acumuladas hasta el 31 de julio de 2020, y a su vez dispuso premios para los contribuyentes cumplidores.

Algunas de las políticas a ser implementadas por el gobierno han generado y pueden generar oposición política y social, lo cual a su vez puede evitar que el gobierno adopte esas medidas tal como las propuso. Aunque la alianza *Frente de Todos* de la que forma parte el presidente Alberto Fernández ganó en la mayoría de las provincias en las elecciones generales, no pudieron ganar la mayoría de las bancas en la Cámara de Diputados del Congreso Nacional. Esto resultará en que el gobierno necesite apoyo político de la oposición para que sus propuestas económicas prosperen y crea más incertidumbre sobre la capacidad del nuevo gobierno para aprobar las medidas que esperan implementar.

No podemos controlar la implementación ni predecir el resultado de las reformas al marco regulatorio que rige nuestras operaciones, ni garantizar que dichas reformas sean implementadas en absoluto o de forma que beneficie nuestras operaciones. El hecho que estas medidas no generen los resultados deseados podría afectar negativamente tanto la economía argentina como nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones, incluyendo aquellas resultantes de las Obligaciones Negociables.

La propagación del COVID-19, o las acciones tomadas para mitigar dicha propagación, podrían tener efectos materialmente adversos en nuestra habilidad para operar de manera efectiva, incluyendo como resultado el cierre completo o parcial de instalaciones o falta de trabajo. Las interrupciones en la infraestructura pública y privada, incluyendo las comunicaciones, servicios financieros y cadenas de producción, podrían interrumpir material y adversamente la normal operación de nuestros negocios. La propagación del Coronavirus también causó que modificaremos nuestras prácticas de negocio (incluyendo viajes de empleados, lugares de trabajo de los empleados, y cancelación de participación física en reuniones, eventos y conferencias). Hemos trasladado una parte significativa de nuestros empleados a un ambiente de trabajo virtual, en un esfuerzo para evitar la propagación del COVID-19, así como también lo han hecho una serie de terceros proveedores de servicios, lo cual podría exacerbar ciertos riesgos de nuestro negocio, incluyendo una mayor demanda en recursos tecnológicos, y podríamos tomar acciones adicionales de acuerdo a lo que pueda ser requerido por autoridades gubernamentales o que nosotros determinemos sea mejor para los intereses de nuestros empleados y socios en el negocio.

En caso de cierre total o parcial de instalaciones, la reanudación de actividades podría traer aparejados costos significativos, tales como pérdida de producción de hidrocarburos, pérdida de pozos productivos, mayor desgaste o incluso roturas de activos relevantes tanto para la producción de petróleo, energía y cemento.

Si bien algunas actividades desarrolladas por la Compañía se encuentran abarcada dentro de las excepciones establecidas en el mencionado Decreto como actividad de carácter “esencial”, no podemos predecir la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el Gobierno Argentino. En este punto, los efectos a largo plazo para la economía argentina y global, así como para la Compañía, son difíciles de evaluar y pueden incluir riesgos para la salud y seguridad de los empleados, cierre o interrupción de instalaciones, dificultades en el suministro de repuestos y en la disponibilidad de técnicos (incluyendo técnicos internacionales imposibilitados de viajar a nuestro país por el cierre de fronteras y/o por suspensiones de vuelos internacionales; y/o técnicos locales de reemplazo de colaboradores que potencialmente resulten contagiados por el Coronavirus), y que permitan una operación y mantenimiento eficiente de nuestras plantas. También podemos vernos afectados por la necesidad de implementar políticas que limiten la eficiencia y la eficacia de nuestras operaciones.

El veloz desarrollo de esta situación imposibilita cualquier predicción con respecto al impacto adverso final del COVID-19 en la Compañía. Continuamos monitoreando la propagación del COVID-19 y sus riesgos relacionados. La magnitud y duración de la pandemia, así como su impacto en nuestros negocios, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo es incierta y continúa evolucionando globalmente. Sin embargo, si la propagación continúa su trayectoria actual, dicho impacto podría incrementarse y nuestros negocios, resultados de operaciones, posición financiera y flujos de efectivo podrían verse material y adversamente afectados. En la medida en que la pandemia de COVID-19 afecte adversamente nuestros negocios y resultados financieros, también es posible que tenga el efecto de aumentar muchos de los otros riesgos descritos en la presente sección, como por ejemplo aquellos relacionados con nuestro nivel de endeudamiento, nuestra necesidad de generar suficientes flujos de efectivo para repagar nuestro endeudamiento, y nuestra habilidad de cumplir con los compromisos contenidos en los acuerdos que componen dicho endeudamiento.

Adicionalmente, la rápida propagación y desarrollo de la pandemia del COVID-19 ha causado, y continúa causando un efecto material adverso tanto en la economía global, como en la economía argentina, con una magnitud que todavía no es determinable.

Tomando en consideración la característica del negocio y operaciones de la Compañía, las cuestiones enunciadas previamente, de momento, no representan un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad. No obstante, no podemos asegurar los efectos que la extensión y profundización de la propagación pandémica del Coronavirus y las regulaciones de emergencia gubernamentales locales e internacionales ya adoptadas o a ser adoptadas en el futuro en su consecuencia podrían tener en la economía mundial, en la de Argentina o la de sus socios estratégicos, ni en la Sociedad; y por lo tanto, no podemos asegurar que en el futuro dichos efectos no vayan a ocasionar un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad.

***Una caída en los precios internacionales de los principales productos primarios de exportación de la Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía y las finanzas públicas de la Argentina.***

Históricamente, el mercado de las *commodities* se ha caracterizado por su alta volatilidad. Pese a la volatilidad de los precios de la mayoría de las exportaciones de productos primarios de la Argentina, han contribuido significativamente a los ingresos del Gobierno Nacional. En consecuencia, la economía argentina ha permanecido relativamente dependiente del precio de sus principales exportaciones agrícolas, fundamentalmente, la soja. Esta dependencia, a su vez, ha causado que la economía argentina sea más vulnerable a las fluctuaciones de los precios de los productos primarios. Desde fines de 2017 y hasta abril de 2018, un índice de precipitaciones inferior al promedio durante varios meses provocó una gran sequía en Argentina que se presume ha sido la peor del país en los últimos 50 años. Los efectos de la sequía en la agricultura causaron importantes problemas económicos en el país, con una caída en la cosecha de soja del 31% respecto del año anterior, y del 20% en maíz, que implicó pérdidas de U\$S 6.000 millones.

La caída continuada de los precios internacionales de los principales productos básicos que exporta Argentina o cualquier condición climática futura que pueda tener un efecto adverso en la agricultura podría tener un efecto

negativo en el nivel de ingresos del gobierno y su capacidad de cumplir con el servicio de la deuda pública, pudiendo generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Una caída en los precios de los productos primarios puede afectar adversamente la economía argentina, y los ingresos fiscales del Gobierno Argentino, afectando de este modo los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***El alto gasto público podría traer aparejadas consecuencias de largo efecto en la economía argentina.***

Durante los últimos años del gobierno de Fernández de Kirchner el gasto público aumentó sustancialmente. En 2015, el gasto público se aumentó un 38,4% comparado con el 2014 y el Gobierno Argentino informó un déficit fiscal primario de Ps. 226,3 millones, equivalente al 3,8% del PBI, sobre la base de la información del entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. En 2016, el gasto del sector público aumentó un 34,1% en comparación con 2015 y el Gobierno Argentino reportó un déficit fiscal primario de Ps. 343,5 mil millones, equivalente al 4,2% del PBI, de acuerdo a la información del Ministerio de Economía.

En vista de las apretadas finanzas públicas, el gobierno de Fernández de Kirchner adoptó ciertas medidas para financiar sus gastos públicos, recurrió al Banco Central, a la ANSES para fondear sus necesidades financieras y a los mercados de capitales locales para obtener nuevo financiamiento e implementar una política monetaria expansionista. Estas políticas llevaron a una alta inflación y, por lo tanto, afectaron adversamente, y en el futuro podría afectar, el poder de compra de los consumidores y la actividad económica.

En 2016 y 2017, el gasto del sector público nacional experimentó un incremento interanual del 37,0% y 21,8%, respectivamente (medido en Pesos nominales) y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 4,6% y del 3,8% del PBI, según cifras estimadas por el entonces Ministerio de Hacienda. En 2018, el gasto del sector público nacional aumentó 22,4% y el gobierno informó un déficit fiscal primario del 2,4% del PBI. En los últimos años, el Gobierno Argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. En 2019, el gasto del sector público nacional aumento 37,2%, mientras que el déficit fiscal primario informado alcanzó un 0,4% del PBI. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores de servicios públicos.

A la fecha de este Prospecto, existe incertidumbre acerca de qué efectos podrían genera las políticas que adopte la administración de Alberto Fernández sobre la economía de la Argentina y los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***El sistema bancario argentino puede estar sujeto a inestabilidad, lo que podría afectar las operaciones de la Compañía***

El sistema bancario argentino ha experimentado diversas crisis en el pasado. Entre ellas, el sistema bancario argentino colapsó en 2001 y 2002, cuando el gobierno argentino restringió los retiros de fondos de los bancos y dispuso la conversión obligatoria de los depósitos en Dólares a Pesos. Desde 2005 hasta 2007, un período de crecimiento económico acompañado de relativa estabilidad en el tipo de cambio del país y en la inflación dieron lugar a un restablecimiento en la confianza del público, una acumulación gradual de depósitos en las entidades financieras argentinas y una mayor liquidez del sistema financiero. Sin embargo, desde 2008 ciertos hechos tales como conflictos internos con ciertos sectores de la economía argentina, la crisis financiera internacional y la mayor regulación del mercado cambiario, han disminuido la confianza de los depositantes. 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 2018, los depósitos privados en pesos registraron un aumento interanual del 41%, impulsado por el crecimiento de los depósitos a plazo fijo, que aumentaron 66%, mientras que las cajas de ahorro y cuentas corrientes experimentaron un

aumento del 23% anual. Por el contrario, los préstamos denominados en pesos aumentaron a un ritmo menor que en años anteriores. Por otra parte, los préstamos en moneda extranjera (compuestos principalmente de préstamos corporativos) mostraron menos dinamismo, aumentando 4% al cierre de 2018. Luego de las elecciones primarias y obligatorias del 11 de agosto de 2019, los depósitos en dólares bajaron un 42%.

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. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2016 de *Transparency International*, que incluye un estudio de 167 países, la Argentina se ubicó en los puestos 85 y 95 en los estudios de 2017 y 2015, respectivamente. En el Informe de Negocios (*Doing Business*) de 2018, en la “Facilidad de hacer ranking de negocios” (*Ease of doing Business Ranking*) del Banco Mundial, la Argentina se ubicó en el puesto 117 de un total de 190 países, descendiendo de 116 en el 2017 y ascendió 121 en 2016.

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 debilidad de la situación macroeconómica de Argentina continuó en 2018 y se acentuó durante 2019 y podría incrementarse en 2020 como resultado de las medidas que introduzca el nuevo gobierno.

Por otra parte, diversas investigaciones en curso por denuncias de lavado de activos y corrupción que están siendo llevadas adelante por la fiscalía federal, siendo la mayor de dichas investigaciones la denominada “Los Cuadernos de las Coimas”, han repercutido negativamente en la economía y en el entorno político de Argentina. Ciertos funcionarios de los gobiernos de Kirchner y Fernández de Kirchner, así como funcionarios de alto rango de sociedades con contratos con el Estado o concesiones públicas han enfrentado o se encuentran enfrentando denuncias de corrupción y lavado de activos como resultado de estas investigaciones. Estas personas son acusadas de haber aceptado o pagado sobornos mediante retornos sobre contratos otorgados por el gobierno a diversas compañías de infraestructura, energía y construcción. Los fondos derivados de estos retornos

supuestamente financiaban las campañas de partidos políticos pertenecientes al gobierno liderado por la ex presidenta y actual vice presidenta Cristina Fernández de Kirchner. Estos fondos no eran registrados ni revelados públicamente, y presuntamente fueron destinados para enriquecer a ciertas personas. Diversos políticos de alto rango, entre ellos miembros del Congreso, y altos ejecutivos y funcionarios de las mayores empresas de Argentina (i) han sido arrestados por varios cargos de corrupción, (ii) celebraron acuerdos de cooperación con fiscales, y (iii) han renunciado o sido removidos de sus cargos. El resultado potencial de la causa de “Los Cuadernos de las Coimas”, así como otras investigaciones sobre corrupción en curso, es incierta, pero éstas ya han tenido un impacto negativo en la reputación de las compañías implicadas, como así también en la percepción de la economía, el entorno político y los mercados de capitales de Argentina por parte de los mercados en general.

La Compañía no tiene control y no puede predecir por cuánto tiempo seguirán las investigaciones de corrupción, o si tales investigaciones o denuncias (u otras investigaciones o denuncias futuras) generarán mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no se puede predecir cuál será el resultado de dichas denuncias o su efecto en los distintos sectores de la economía argentina.

La imposibilidad de abordar en forma correcta estos riesgos reales y percibidos relativos al deterioro institucional y corrupción pueden 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 Compañía.

***Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos 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 US\$ 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 US\$500 millones.

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 Compañía 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 a favor de los reclamantes, que podrá obtener la anulación de dichos laudos. Cualquier laudo 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 la Compañía.

### **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, Colombia 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 y Colombia disminuyan.***

Ciertos yacimientos de petróleo y gas en Ecuador y Colombia 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 y Colombia comienzan a disminuir, esto podría tener un efecto adverso en el negocio de PCR, su condición financiera y el resultado de sus operaciones.

### **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. El Decreto N° 1277/2012 creó el Comité que fue luego disuelto mediante la sanción del Decreto N° 272/2015, que delegó las facultades del Comité anterior en el MEyM. Véase *“Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y del Gas en Argentina – Características Generales”*.

Asimismo, mediante el Decreto 566/2019, el gobierno de la República Argentina determinó que durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019 (i) las entregas de petróleo crudo debían ser efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019 deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$45,19 por U\$S1,00 y un precio de referencia Brent de U\$S59,00 por barril; (ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, no podría ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019; (iii) que durante el Período de Vigencia del Decreto 566/2019, las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberían cubrir, a los precios establecidos en el Decreto 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina; y (iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina, deberían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

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 US\$45,00 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 US\$45,00 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 fijado por la Secretaría de Energía en virtud de la facultad descripta precedentemente, será de aplicación 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 a 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.

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 estas 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.

***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 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.

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.

***Las concesiones y los contratos de explotación de la Compañía están sujetos a revocación o terminación.***

Las concesiones de El Sosneado (Mendoza), Colhué Huapi (Chubut), 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.

Asimismo, de acuerdo al Decreto N° 1.277/2012, que regula la Ley N° 26.741, el Gobierno Argentino creó la Comisión encargada de realizar en una base anual, el “Programa Nacional de Inversión de Hidrocarburos”, auditando regularmente las compañías encargadas de la exploración y explotación, marketing y transporte de hidrocarburos para el cumplimiento de los criterios y objetivos establecidos en dicho plan, y aplicando penalidades (incluyéndola posibilidad de declarar la invalidez o terminación de las concesiones o licencias otorgadas) en caso de incumplimiento de las provisiones de dicha regulación. El 29 de diciembre de 2015, se dictó el Decreto N° 272/2015 que modificó el Decreto N° 1.277/2012 (derogando algunos artículos), y la Comisión se disolvió, siendo el MEyM el que asumió los poderes y deberes. Véase *“Marco Regulatorio de la Industria y el Gas en Argentina”*.

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)”*.

El contrato de cesión parcial (*farmout agreement*) celebrado por nuestra subsidiaria Dutmy con Petróleos Sudamericanos en relación con el Convenio de Explotación de Hidrocarburos – Área de Operación Directa “El Difícil” ubicado en la República de Colombia obliga a la Compañía a cumplir ciertas obligaciones específicas emergentes del mismo y del marco legal aplicable. Estas obligaciones incluyen el pago de impuestos y regalías, el cumplimiento de requisitos de información, la realización de actividades de exploración y explotación, la realización de ciertas inversiones, y permitir que las autoridades puedan efectuar controles e inspecciones, entre otros deberes.

#### ***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 2018 y 2019. Hay varios factores que impactan de manera directa a la consumación de este proceso 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, no podemos garantizar que dicha liberalización prevista pueda finalmente materializarse lo que podría generar que la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados probablemente continuarán.

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. Al 20 de agosto de 2020, el precio se situó aproximadamente en 44,87 U\$S/bbl.

Si los precios internacionales del crudo se mantienen en los niveles actuales o continúan cayendo 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. Para el año 2020, la Compañía se ha comprometido a invertir un total de aproximadamente US\$ 53,2 millones. La falta de cumplimiento de dichos compromisos en forma oportuna 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 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 US\$ 38 por barril, representando una disminución de aproximadamente 28% en comparación con el precio promedio de 2015 de US\$ 52,30 por barril.

Los precios locales del petróleo crudo disminuyeron US\$7 por barril en el primer trimestre de 2015 en comparación con el precio vigente al 31 de diciembre de 2014, y en un 10% adicional en 2016, en comparación con el precio vigente al 31 de diciembre de 2015. Al 31 de diciembre de 2019, los precios del petróleo crudo Brent estuvieron en el rango de US\$67 por barril y el promedio de los precios locales estuvieron en el rango de US\$54 a US\$56 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 US\$45,00 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. 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, será de aplicación 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*”.

No es posible asegurar que la Compañía efectivamente perciba el precio establecido en el Decreto N° 488/20. En tal caso, podría ocurrir que las Provincias intimen a la Compañía a abonar las regalías conforme al precio establecido en el Decreto, sin considerar el precio efectivamente percibido por la Compañía. Tampoco 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 hidrocarburíferos 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 hidrocarburíferos. 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 hidrocarburífera 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 antiguos, 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 hidrocarburífera. Si las actividades hidrocarburíferas 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 2019, aproximadamente el 59% 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 quince 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.

De acuerdo con la anterior Resolución N° 1679/04 de la Secretaría de Energía, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos hidrocarburíferos de la Compañía, requieren la autorización de la Secretaría de Energía antes de la exportación. Asimismo, de conformidad con el Decreto N° 893/2016, las exportaciones de gas natural están sujetas a la previa aprobación de la Secretaría de Energía, y serán autorizadas solamente en casos en que sea necesario atender a situaciones de emergencia y/o para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte de gas natural al mercado interno argentino, y con ello aumentar la producción local. En función de lo anteriormente expuesto, las empresas que procuren exportar petróleo crudo deben demostrar primero que la demanda interna de dicho producto ha sido satisfecha o que se ha hecho y rechazado una oferta de vender el producto a compradores locales a precios similares a los cobrados en el mercado externo.

El 11 de enero de 2017, la Secretaría de Energía, los productores y refinerías argentinas firmaron el “*Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina*”, estableciendo un cronograma de precios con el objetivo de que el barril de petróleo producido en Argentina alcance la paridad con los precios internacionales durante el transcurso del año 2017. Este acuerdo (bajo el cual se estableció un sistema de determinación y revisión de precios para 2017) mantuvo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, habiendo logrado, con anterioridad a esa fecha, la convergencia de precios previamente mencionada. Por lo tanto, el entonces Ministerio de Energía y Minería notificó a las partes del acuerdo que, de conformidad con el artículo 9 de dicho acuerdo y a partir del 1° de octubre de 2017, los compromisos asumidos a través de dicho acuerdo serían suspendidos.

Posteriormente, el esquema anteriormente descrito fue modificado a través de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía y sus modificatorias y reglamentarias (Resolución N° 417/2019 de la Secretaría de Energía y Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), los procedimientos para

autorizaciones de exportación de gas natural, sobre base firme e interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia.

Asimismo, el 31 de octubre de 2019, se publicó la Disposición N°284/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles en el Boletín Oficial, que aprobó el “Procedimiento Operativo para las Exportaciones de Gas Natural”, vigente hasta el 30 de septiembre de 2021.

***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 US\$60,9/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 US\$42/Bbl); (ii) si el precio internacional del petróleo crudo fuera inferior al valor de referencia, pero superior a US\$45/Bbl, se aplicará una alícuota de 45%; y (iii) si el precio internacional del petróleo crudo fuese inferior a US\$45/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 por barril (8,0 US\$/Bbl). El nuevo régimen establecía como valor de corte el de US\$71/Bbl. En tal sentido, cuando el precio internacional de crudo no superara los US\$71, el productor debía pagar derechos a la exportación por el 1% de ese valor. Por encima de los US\$80 (que arrojaba un precio internacional de US\$72/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 27.541 de Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, 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”*.

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.

***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° 419/97 de la ex Secretaría de Energía, con sus modificaciones, y el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos creado a través de la Resolución N° 407/2007, con sus modificaciones) 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 US\$42/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 US\$44/Bbl y US\$49,50/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 ex 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 US\$42/Bbl a US\$70/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 de 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 US\$45,00 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 US\$45,00 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, será de aplicación 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 más 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 como resultado del tratamiento 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 peligrosos;
- la emisión y descarga de materiales peligrosos 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, (vi) 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 a obtener el 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 causación de daños al ambiente producto de, por ejemplo, la liberación de sustancias peligrosas 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 y 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 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 aproximadamente el 80% 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 2019 la Compañía vendió aproximadamente 80% 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 2019, la Compañía exportó aproximadamente el 17% de sus productos de cemento a países de Sudamérica, en su mayoría a Chile. 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 energía eléctrica. Desde 1992 y tras la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector. No obstante ello, al igual que sucede en la mayoría de los demás países, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a una rigurosa regulación e intervención estatal. Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el Gobierno Argentino aprobó la Ley de Emergencia Pública y otras reglamentaciones, a través de las que introdujo una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de energía eléctrica de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

El gobierno de Fernández de Kirchner siguió interviniendo en el sector eléctrico a través de diversas medidas, entre ellas, otorgar incrementos temporarios en los márgenes, proponer un nuevo régimen tarifario para residentes de zonas afectadas por la pobreza, incrementar las remuneraciones que perciben los generadores en concepto de capacidad, operación y servicios de mantenimiento, crear 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 ordenar inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

Por ejemplo, en marzo de 2013, de acuerdo con la Resolución SE 95/13 emitida por la Secretaria de Energía, el gobierno de Fernández de Kirchner suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el Mercado Eléctrico Mayorista, y ordenó que la demanda que no fuese

satisfecha por generadores argentinos debía ser abastecida directamente por CAMMESA. Por consiguiente, los generadores argentinos deben abastecer a CAMMESA de capacidad y energía eléctrica a precios fijados por la Secretaría de Energía.

Con la asunción del gobierno de Macri, el Gobierno Argentino comenzó a implementar reformas sustanciales en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitía al Gobierno Argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de energía eléctrica en Argentina, por ejemplo, ordenar al entonces Ministerio de Energía y Minería 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. Por otra parte, el Gobierno Argentino y ciertos gobiernos provinciales han aprobado importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de generación y distribución. Una vez implementados los aumentos de tarifas, los consumidores, algunos políticos y ciertas organizaciones no gubernamentales que defienden los derechos del consumidor comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron aceptados por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos dictados por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata y por un juez federal del tribunal de primera instancia de San Martín que suspendieron los incrementos en las tarifas de electricidad aplicables al consumidor final en la Provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares (i) se suspendieron los incrementos tarifarios aplicables al consumidor final concedidos a partir del 1 de febrero de 2016, con efecto retroactivo a esa fecha, (ii) las facturas enviadas al consumidor final no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso de los importes ya cobrados al consumidor final como consecuencia del consumo registrado antes de dichos fallos. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efectos las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final, alegando objeciones formales y defectos de procedimiento.

De conformidad con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó que se llevara a cabo una audiencia pública para evaluar las propuestas para una revisión integral de tarifas presentada por EDENOR y EDESUR para el período 1º de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. La audiencia se llevó a cabo el 28 de octubre de 2016. El entonces Ministerio de Energía y Minería y el ENRE llevaron a cabo una audiencia pública no vinculante para analizar las propuestas sobre tarifas presentadas por las empresas de distribución para el área del gran Buenos Aires (con 15 millones de habitantes, aproximadamente), incluyendo Edenor, para el período 2017-2021 dentro del marco de la RTI.

Con posterioridad a dicha audiencia, el 31 de enero de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que habrían de ser aplicadas por EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR.

El 1º de febrero de 2017, el ENRE dictó varias resoluciones, que, entre otros cambios de política, implementaron una reducción de los subsidios de tarifas de energía eléctrica y un aumento de las tarifas de energía eléctrica para clientes residenciales. Dichos aumentos se ubicaron en el rango de 61% a 148%, dependiendo del volumen de consumo de energía eléctrica del usuario.

En cuanto a las tarifas de transporte, se llevaron a cabo siete audiencias públicas de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 606/16, y 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas se evaluaron las propuestas respecto de tarifas presentadas por las empresas de transporte Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período 1º de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. En virtud de las Resoluciones N° 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17, el ENRE aprobó las nuevas tarifas aplicables de dichas empresas.

Por otra parte, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de energía eléctrica aplicables a las ventas de energía de las empresas de generación en virtud del programa Energía Base. La Secretaría de Energía Eléctrica mencionó que los precios del Mercado Eléctrico Mayorista 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. El 1º de febrero de 2017, se completó el proceso de revisión de tarifas y se aprobó el nuevo esquema tarifario para los siguientes cinco años.

En un cambio de criterio sobre las políticas aplicadas en el sector de la electricidad, el 17 de abril de 2019, el gobierno de Macri anunció que las tarifas aplicadas por las empresas distribuidoras de electricidad no serían incrementadas durante el resto de 2019.

Durante las primeras semanas del gobierno del Alberto Fernandez, se envió al Congreso Nacional el Proyecto de Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que fuera aprobado con fecha 20 de diciembre de 2019, que incluyó entre otras cuestiones declarar la emergencia tarifaria y energética, solicitando al Congreso Nacional que faculte al Poder Ejecutivo para iniciar un proceso de revisión tarifaria integral de carácter extraordinario, y facultando al Poder Ejecutivo a intervenir el ENRE. Para mayor información, véase *“La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía”*.

Asimismo, a través de 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. En los considerandos de la Resolución SRRyME N° 1/19, este cambio fue definido como una medida de transición. Sin embargo, si bien bajo la Resolución SRRyME N° 1/19 las tarifas de capacidad de generación y energía se fijaban en dólares estadounidenses, la Resolución SRRyME N° 1/19 fue modificada por la Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020 (**“Resolución N° 31”**). La Resolución N° 31 se destacó por establecer un esquema remunerativo valuado en pesos argentinos, dejando atrás la valuación en dólares estadounidenses. Cabe remarcar que se encuentran exceptuados del régimen de la Resolución N° 31, aquellos agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida sea destinada al cumplimiento de los citados contratos.

Además, en el marco de la pandemia del COVID-19, el gobierno dictó el DNU N° 311/2020 que dispuso por un plazo de 180 días prohibir a las empresas prestadoras de energía eléctrica llevar a cabo suspensiones o cortes del respectivo servicio a los usuarios que incurran en mora o falta de pago hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1º de marzo de 2020. A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no puede prever las consecuencias de dicha medida.

Sin perjuicio de las recientes medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, la Compañía no puede asegurar que las modificaciones previstas en el sector eléctrico sean implementadas tal como se esperaba, o si dichos cambios habrán de implementarse en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el Gobierno Argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía o bien que el gobierno argentino adopte leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública o resoluciones similares en el futuro que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***La anterior administración implementó medidas significativas para resolver la actual crisis del sector energético, pero aún se desconoce cuál será el resultado de dichas medidas y si se mantendrán en el tiempo.***

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

En respuesta a la creciente crisis energética, la administración de Mauricio Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que permaneció vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitía al Gobierno Nacional adoptar medidas diseñadas para estabilizar el suministro de electricidad en el país, tales como impartir instrucciones al MEyM para diseñar e implementar, con la cooperación de todas las entidades públicas nacionales, un plan coordinado para garantizar la calidad y la seguridad del sistema eléctrico. Asimismo, la administración de Mauricio Macri eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó importantes ajustes a las tarifas de electricidad para reflejar los costos de generación.

Como consecuencia de ello, los precios promedio de la electricidad han aumentado y podrían seguir aumentando. Al corregir las tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir el rol del Gobierno Argentino como participante activo del mercado, la administración de Mauricio Macri se propuso corregir las distorsiones en el sector energético y estimular las inversiones. No obstante, algunas iniciativas de la administración de Mauricio Macri fueron objetadas por los tribunales argentinos y resultaron en medidas cautelares o fallos que limitaron sus iniciativas.

Durante 2016, en algunas provincias, mediante medidas cautelares de tribunales inferiores se suspendieron los aumentos de tarifas de electricidad implementados al 1° de febrero de 2016, ordenando al MEyM y al ENRE a realizar audiencias públicas no vinculantes antes de la aprobación de dichos aumentos. El 28 de octubre de 2016, el MEyM y el ENRE realizaron una audiencia pública no vinculante para presentar las propuestas tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras que cubren el área del Gran Buenos Aires (aproximadamente 15 millones de habitantes) para el período 2017-2021 en el marco de la RTI. El 14 de diciembre de 2016, el MEyM y el ENRE realizaron ocho audiencias públicas no vinculantes (en Buenos Aires, Mendoza, Neuquén, Mar del Plata, Formosa, Santiago del Estero y Puerto Madryn) para presentar la propuesta tarifaria para la transmisión de electricidad a nivel nacional y regional y los precios de referencia estacionales de capacidad y energía en el mercado mayorista eléctrico, así como una propuesta para reducir los subsidios para el período 2017-2021.

No obstante, a raíz de la sanción de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se declaró la emergencia en materia energética y tarifaria y por ello se 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, (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), y (iii) facultar al Poder Ejecutivo nacional para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el plazo de un año, todo esto, con el objetivo de reducir la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020.

La intervención del ENRE se llevó a cabo a través del Decreto N° 277/2020, que designó al Lic. Basualdo Richards como Interventor hasta el 31 de diciembre de 2020 con el fin de realizar una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica e informar al Poder Ejecutivo nacional los resultados, así como toda circunstancia que considere relevante, aportando la totalidad de la información disponible y proponiendo las medidas que en cada caso estime corresponda adoptar.

No encarar los efectos negativos en la generación, transporte y distribución de energía en la Argentina derivados en parte de las políticas de precios de gobiernos anteriores, podría debilitar la confianza en, y afectar adversamente, la economía y la situación financiera de la Argentina y afectar adversamente los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. No puede garantizarse que las medidas a ser adoptadas por el Gobierno Argentino actual resultarán suficientes para restaurar la producción de energía en la Argentina en el corto o mediano plazo o que no tendrán un efecto adverso a las iniciativas impulsadas por la administración anterior.

***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 eólicas que pueden variar materialmente dependiendo de los puntos geográficos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones eólicas en los sitios donde se

ubicar los parques eólicos son resultado de las fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de viento y, en el largo plazo, como consecuencia de cambios y virajes climáticos más generales. Dado que las turbinas sólo funcionan cuando las velocidades de los vientos caen dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo y el fabricante de las turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de dichos rangos o se ubican en los extremos inferiores de los mismos, la producción de energía en los parques eólicos de la Compañía sufriría una disminución.

Durante la etapa de desarrollo y antes de la construcción de un parque eólico, se realiza un estudio para evaluar el posible recurso eólico del sitio, por lo general durante un período de varios años. Estos estudios eólicos fueron realizados por el equipo de la Compañía y firmas respetadas en el ámbito internacional. Los hallazgos de esos estudios son la base de las principales presunciones y decisiones de inversión de la Compañía. No es posible garantizar que las condiciones climáticas observadas en un sitio de proyecto se ajustarán a las presunciones realizadas durante la etapa de desarrollo del proyecto sobre la base de estos estudios, y por lo tanto no se puede garantizar que los proyectos de parques eólicos de la Compañía alcanzarán los niveles de producción anticipados. Es posible que los futuros patrones eólicos y la producción de electricidad en los parques eólicos de la Compañía no reflejen los patrones eólicos históricos en los respectivos sitios, o que las proyecciones y patrones eólicos en cada sitio varíen con el tiempo.

Si en el futuro el recurso eólico de las áreas en las que se ubican los parques eólicos de la Compañía fuera inferior a los esperados, la producción de electricidad en esos parques eólicos sería inferior a lo esperado y en consecuencia los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían sufrir un efecto adverso.

***Los nuevos proyectos de generación de la Compañía están sujetos a las restricciones de las instalaciones de transmisión y distribución de Argentina.***

La estrategia de la Compañía para desarrollar nuevos proyectos de generación depende de la disponibilidad de infraestructura adecuada de transmisión y distribución en las áreas en donde se encuentran esos proyectos para conectar las plantas de generación de energía eléctrica al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”). Debido a las restrictivas normas de fijación de precios de transmisión y distribución, las empresas de transmisión y distribución no han tenido incentivo suficiente para invertir en expandir su infraestructura. En los últimos años, el aumento de la demanda de electricidad fue mayor que el aumento estructural de las capacidades de generación, transmisión y distribución, lo que provocó cortes e interrupciones en el servicio de energía eléctrica.

No es posible predecir si las instalaciones de transmisión y distribución se expandirán en el país en general, o en los mercados específicos en los que opera o busca operar la Compañía, para contar con un acceso competitivo a esos mercados. Si la demanda de energía sigue aumentando en el futuro, es posible que los niveles actuales de transmisión y distribución de energía eléctrica no sean suficientes para satisfacer la demanda y esto podría provocar interrupciones. Un aumento sostenido en las interrupciones del sistema eléctrico podría provocar futuros cortes y evitar que la Compañía pueda entregar la electricidad que produce y vende, o afectar la capacidad de la Compañía de ejecutar su estrategia de expandir su capacidad de generación, lo que, a su vez, podría afectar en forma significativamente adversa el negocio, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

***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 incrementar 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. 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.

***La Compañía opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de 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 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 impuestos (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, tales como las relativas a las instalaciones de almacenamiento de combustibles y de otro tipo, sustancias volátiles, seguridad informática, emisiones al aire o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos y otras cuestiones ambientales, 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.

Por otra parte, los contratos de venta de energía suscriptos por la Compañía o sus subsidiarias prevén que, en caso de demora en el cumplimiento de la fecha de habilitación comercial, el proyecto correspondiente podrá ser pasible de la aplicación de una multa diaria por un monto equivalente a US\$ 1.388/MW de potencia contratada, por día de demora. En caso que dicho proyecto opte por el pago de la multa en 48 cuotas, iguales y consecutivas, se aplicará una tasa de interés efectiva anual, en Dólares, del 1,7%. 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.

***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 16 de diciembre de 2016, el Gobierno Argentino declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541. Con ella, se ha facultado al Poder Ejecutivo 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. Con fundamento en lo dispuesto por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva 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 Poder Ejecutivo nacional hasta el 31 de diciembre de 2020.

Por otra parte, los mencionados contratos por disponibilidad y venta de energía suscriptos por la Compañía y/o sus subsidiarias prevén precios por disponibilidad y venta de la energía producida, que si bien son pagaderos en Pesos, se encuentran fijados en Dólares. Cualquier intervención o congelamiento del tipo de cambio aplicable a estos contratos podría generar un efecto adverso en la rentabilidad de la Compañía y/o de sus subsidiarias.

No es dable garantizar que el Gobierno Argentino no introducirá más cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales la Compañía vende su disponibilidad de potencia o electricidad incluyendo si dichos cambios o cambios futuros no tendrán un efecto negativo sobre los resultados de las operaciones. Es más, no es dable

asegurar bajo qué marco regulatorio la Emisora podrá vender su capacidad de generación y 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. Además, algunas de las medidas propuestas por el nuevo gobierno también pueden generar oposición política y social que puede a su vez impedirle al nuevo gobierno adoptar las medidas que se proponen.

#### **Riesgos relativos al negocio de la Compañía**

##### ***Los derechos de la Compañía correspondientes a los yacimientos petrolíferos Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE podrían ser cuestionados***

La Provincia de La Pampa otorgó a Pampetrol S.A.P.E.M., una sociedad provincial (“**Pampetrol**”), las concesiones para explotar y desarrollar los yacimientos petrolíferos “Jagüel de los Machos” y “25 de Mayo-Medanito SE” conforme a las leyes locales. Luego Pampetrol convocó a una oferta pública para ceder parcialmente sus derechos de concesión, así como el rol de “operador,” ambos otorgados a la Compañía. Los derechos de la Compañía conforme a estas concesiones podrían ser cuestionados debido a que dichas concesiones fueron otorgadas conforme a normas provinciales que se encontraban fuera del alcance de las facultades de la Provincia y son contrarias al régimen federal, lo que podría dar lugar a una declaración de nulidad de las concesiones, y así provocar un efecto adverso sobre el negocio, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones 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, derrumbes de minas, 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, 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, servidumbres y autorizaciones de acceso) con los propietarios de las tierras, ocupantes ilegales y las comunidades locales. Si la Compañía no pudiera negociar contratos con los propietarios de las tierras, y/o sus ocupantes ilegales, es posible que deba iniciar acciones legales para obtener acceso a los sitios de sus operaciones, lo que podría afectar la producción de petróleo y gas de la Compañía, así como la demora en el avance de sus operaciones en esos sitios lo que resultará en costos o pérdidas adicionales.

No es posible garantizar que las controversias con los propietarios de las tierras, los ocupantes ilegales y las comunidades locales no afectarán sus producciones o demorarán las operaciones de la Compañía ni que los contratos que celebre con esos propietarios, los ocupantes ilegales y comunidades locales 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. Es posible también que las comunidades locales protesten o tomen medidas que restrinjan o generen que su gobierno electo restrinja el acceso de la Compañía a los sitios de sus operaciones, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía en esos sitios.

***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 marzo de 2020, aproximadamente el 50,28% 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 en caso de no continuar con dichos joint ventures 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 y como resultado, la continuidad de dichos *joint ventures* 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 en cualquiera de dichos *joint ventures* o vender su participación en dichos *joint ventures*, 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 algunos de sus *joint ventures* 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 dicho *joint venture*, 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 sus proyectos de ampliación.***

La Compañía cuenta con tres proyectos de energía renovable con una capacidad de generación total de 329,4 MW: (i) 100,8 MW del Parque Eólico del Bicentenario I, (ii) 25,2 MW del Parque Eólico del Bicentenario II y (iii) 203,4 MW del Parque Eólico San Jorge y El Mataco, proyectos que se encuentran en operación. El Parque Eólico San Jorge y El Mataco, en operación desde julio de 2020, ha aumentado significativamente nuestra capacidad instalada. 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 construcción o en el inicio de las operaciones de los proyectos de ampliación en construcción de la Compañía 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 construir o de comenzar a operar en sus plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o 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 o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas o bloqueos; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) 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 excesos de costos no serían sustanciales. 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 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. Véase “Marco regulatorio del Petróleo y el Gas en Argentina” y “Marco Regulatorio del Petróleo y el Gas en Ecuador”.

#### **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 que la Compañía se encontrara 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, Fernández Madero & Lombardi, 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 a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente 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 Compañía estuviera sujeta a un procedimiento de quiebra, restructuración 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 Compañía 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.

***La propagación de COVID-19 podría tener un efecto impredecible en los mercados de valores locales e internacionales***

En la actualidad, las principales bolsas mundiales y el mercado de capitales local se han visto materialmente afectados por la pandemia de COVID-19, lo cual ha afectado la producción y las ventas de una gran variedad de industrias, interrumpiendo o prolongando materialmente los plazos de las cadenas de suministro locales e internacionales y ha causado una grave situación de desempleo en varias actividades proveedoras de bienes y servicios; previendo las máximas autoridades del FMI que la situación provocará la más grave recesión a nivel mundial luego de la crisis del año 1929. El impacto de la pandemia, en concomitancia con las medidas adoptadas por los gobiernos de los países afectados para mitigar su impacto económico, ha provocado oscilaciones irregulares en los mercados de valores locales e internacionales.

A la fecha del presente Prospecto, no podemos predecir el impacto que tendrá la pandemia global de COVID-19 o el alcance de las distintas regulaciones gubernamentales de emergencia, nacionales e internacionales, o las consecuencias de las mismas en los mercados de valores locales e internacionales. Para más información véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones”*.

***Los futuros 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.***

En 2001 y 2002, Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a la transferencia de divisas, que limitaron sensiblemente la capacidad de las empresas de conservar moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Asimismo, el gobierno de Fernández de Kirchner emitió reglamentaciones adicionales durante el período comprendido entre 2011 y 2015, que restringieron en gran medida el acceso al mercado cambiario por parte de personas físicas y entidades del sector privado.

Entre fines de 2015 y 2017, la gestión del presidente Mauricio Macri eliminó 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 junto con la Comunicación "A" 6770 del BCRA (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación "A" 6844 del BCRA) 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 BCRA, 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 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.

## 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 esta 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 cinco 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, a fines de 2017, PCR adquirió una participación del 35% en el área “El Difícil”, en Colombia. El área comprende una superficie de 137,5 km<sup>2</sup> y al momento de la adquisición tenía una producción promedio diaria de 293 Bbl/d de petróleo y 2.948 Boe/d de gas natural, con reservas probadas brutas de 779 mil barriles de petróleo y 9.021 MBoe de gas natural.

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, que hasta el momento nunca había poseído activos en Colombia, pero manteniendo un perfil conservador en cuanto al monto de la adquisición y los compromisos de inversión asumidos, los cuales a la fecha han sido debidamente cumplidos por la Compañía.

- Sinergias con activos existentes y consolidación de operaciones en Argentina

Durante 2017, PCR consolidó su presencia regional en la cuenca neuquina, en Argentina, mediante la adquisición de dos yacimientos aledaños a sus yacimientos ya existentes, permitiéndole mantener una estructura compartida de costos fijos que impacta positivamente en los márgenes. A su vez, todos estos yacimientos explotan hidrocarburos de tipo convencional, al igual que los restantes yacimientos de la Compañía en la región.

Por un lado, mediante un concurso público PCR se convirtió en co-concesionaria de la concesión de explotación para operar el área denominada Jagüel de los Machos, en la Provincia de La Pampa. La misma posee una superficie de 107,4 km<sup>2</sup> con una concesión de explotación de 25 años desde el 19 de julio de 2017, plazo que podría ser extendido por 10 años más. La Compañía detenta el 80% de interés sobre el área mediante la Unión Transitoria con Pampetrol, quien es titular del 20% restante. PCR tenía conocimientos previos del área, ya que desde el año 2015 era su operador mediante un contrato de locación de servicios con Pampetrol.

En el mismo año, mediante la suscripción de un contrato de cesión y un contrato UTE con Pampetrol, la Compañía se convirtió en co-concesionaria de la concesión de explotación en relación al área denominada 25 de Mayo-Medanito SE, con un 80% de participación, mientras que Pampetrol detenta el 20% restante. Este yacimiento también es lindero con los yacimientos ya existentes de la Compañía.

Mientras tanto, PCR invirtió aproximadamente US\$7 millones en el desarrollo del yacimiento Gobernador Ayala V, construyendo e instalando una planta de tratamiento de gas, la cual comenzó a operar el 6 de marzo de 2019.

Mediante estas acciones, la Compañía logró alcanzar una producción promedio diaria neta de 12,539 boe/d a diciembre 2019 y un total de reservas en Argentina de 29,6 millones de barriles equivalentes.

- Sinergias con activos existentes y consolidación de operaciones en Ecuador

En septiembre 2018, el gobierno de Ecuador decidió realizar la licitación Bloques XII Ronda Petrolera Intracampes, en donde licitó 8 bloques en un área con suficiente infraestructura para la actividad petrolera. La Compañía, a través de su subsidiaria Petrolamerec S.A., participó de la licitación, resultando adjudicataria de dos

áreas: Arazá Este y Sahino. La licitación se basó en un sistema de calificación a partir de precios y propuestas de actividades de exploración y explotación de dichas áreas.

Para estas nuevas áreas, la Compañía evalúa planes de inversión en exploración de aproximadamente US\$ 46 millones, a realizarse a partir del año 2020 en adelante, con el objetivo de identificar potenciales reservas de hasta 35 millones de barriles de petróleo crudo.

- 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. En 2016, la Compañía resultó adjudicataria del Parque Eólico Bicentenario I bajo la Ronda 1.5 del Programa RenovAR, siendo su primer proyecto de parque eólico de 100,8 MW de capacidad instalada, ubicado en Jaramillo, Provincia de Santa Cruz, comenzando a operar el 13 de marzo de 2019. La Compañía amplió la capacidad instalada del parque eólico añadiendo 25,2 MW (Parque Eólico Bicentenario II), el que comenzó a operar el 18 de abril de 2019, vendiendo su energía a consumidores mayoristas privados mediante el programa MATER. Ambos proyectos representaron una inversión total consolidada de aproximadamente US\$150 millones (excluyendo el IVA)

En diciembre de 2017, la Compañía obtuvo dos proyectos adicionales de parques eólicos en la Ronda 2-Fase 2 del Programa RenovAR, con una capacidad nominal de generación de 100 MW cada uno, ubicados en la Provincia de Buenos Aires. Estos proyectos fueron unificados en un solo proyecto, bajo el nombre Parque Eólico San Jorge-El Mataco y demandaron una inversión total de aproximadamente US\$250 millones (excluyendo el IVA). El Parque Eólico San Jorge-El Mataco entró en operación en julio de 2020 y tienen una capacidad de generación conjunta de energía de 203,4 MW.

En total, la Compañía ha realizado inversiones por aproximadamente US\$ 530 millones, desde 2016 hasta diciembre 2019, de los cuales US\$ 346 millones fueron destinados a inversiones en 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. 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, Ecuador y Colombia, y energías renovables en Argentina y operaciones de petróleo y gas en Ecuador y Colombia).

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. 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.

La construcción del Parque Eólico Bicentenario I y II 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 US\$ 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 Compañía pasó a formar parte del reducido grupo de compañías argentinas que han logrado obtener este tipo de financiamientos. En el marco del financiamiento, PCR había otorgado: (i) una fianza en su calidad de accionista de PEBSA y (ii) un aval de los pagarés librados por PEBSA, en su carácter de *Sponsor*. Dichas garantías de PCR subsistirían hasta la fecha denominada en idioma inglés como *Project Completion Date* ("PCD"). Habiéndose alcanzado el PCD en fecha 18 de agosto de 2020, la fianza antes mencionada quedó sin efecto y fuera de vigencia. Asimismo, en el corto plazo se estarán reemplazando los pagarés de PEBSA, avalados por PCR, por nuevos pagarés sin aval de la Compañía.

Como resultado de esto, al 31 de marzo de 2020, la Compañía contaba con la siguiente estructura de liquidez y deuda:

Instrumento	Monto (USDm)	USD/ARS Mix	Vida Promedio (años)	Costo Promedio USD	Costo Promedio ARS Como Margen sobre BADLAR
Préstamos Bancarios	307	90% / 10%	1.2 años	7.6%	~ +8.7%
Project Finance	105	100%	7.7 años	6.8%	n/a
Obligaciones Negociables	56	86% / 14%	0.8 años	8.7%	+6.5%
<b>Deuda Total</b>	<b>469</b>	<b>92% / 8%</b>	<b>3.1</b>	<b>7.21%</b>	<b>8.0%</b>
Caja	125				
<b>Deuda Neta</b>	<b>343</b>				

Algunos valores fueron convertidos a Dólares utilizando el tipo de cambio de cierre vendedor divisa al 31 de marzo de 2020.

Para mayor detalle, ver “Liquidez y Recursos de Capital – Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía posee cuatro clases de obligaciones negociables en circulación emitidas bajo el Programa de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) por hasta US\$400.000.000 (o su equivalente en otras monedas): (i) Clases 2, 3 y 4, emitidas en febrero de 2020, por un total equivalente a U\$S 55,0 millones<sup>4</sup>, todas ellas con vencimiento el 17 de febrero de 2021; y, (ii) Clase 5, emitida en junio de 2020, por un total equivalente a U\$S 48,6 millones, con vencimiento el 23 de diciembre de 2021. A la fecha del presente Prospecto, el monto total de las cuatro clases de obligaciones negociables en circulación emitidas asciende a un total equivalente a U\$S 103,6 millones, teniendo en cuenta el tipo de cambio determinado y publicado por el Banco Central mediante la Comunicación “A” 3500 de fecha 20 de agosto de 2020.

Actualmente, la Compañía busca extender los plazos de vencimiento de su deuda, para dedicar los flujos generados por sus operaciones mayormente a la perforación de nuevos pozos en Argentina, Ecuador y Colombia, y a la exploración de los nuevos yacimientos en Ecuador.

#### 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, Ecuador y Colombia.

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

<sup>4</sup> Teniendo en cuenta el tipo de cambio determinado y publicado por el Banco Central mediante la Comunicación “A” 3500 de fecha 20 de agosto de 2020, de \$ 73.525 por U\$S 1.

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.

### ***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° 117 y Extraordinaria N° 112 de accionistas celebrada con fecha 16 de abril de 2020 aprobó la distribución de dividendos en efectivo a los señores accionistas de la Compañía por el importe de \$216.220.614 (es decir, de \$3,00 por acción) y destinó el saldo remanente a la reserva facultativa 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 ya creada en los términos del artículo 70 de la Ley General de Sociedades mediante la Asamblea de Accionistas del 16 de abril de 2012.

### ***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, conjuntamente 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.

#### ***Reconocimiento de Incentivos para la producción y reservas hidrocarburíferas***

Los ingresos relacionados con el programa de incentivo se reconocen cuando la realización del derecho es virtualmente cierta y se considera probable que la entidad reciba los flujos asociados al incentivo, lo que a juicio de la Dirección es coincidente con la emisión de la resolución que aprueba el beneficio por parte del MEyM.

#### ***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 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.

#### ***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. Cambios futuros en la legislación o la manera en que se administren las reglamentaciones futuras podrían afectar significativamente la estimación del pasivo por abandono de pozos de hidrocarburos y restauración de canteras.

#### ***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.

## 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°115 y Extraordinaria N° 108 del 9 de abril de 2018.

#### *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 Fernando Brandi**	Presidente	20-13212127-4	9/04/2018	31/12/2020	1997	No
Ernesto José Cavallo**	Vicepresidente 1°	23-10431282-9	9/04/2018	31/12/2020	1987	No
Gustavo José Brandi**	Vicepresidente 2°	20-10155367-2	9/04/2018	31/12/2020	1997	No
Eduardo Cesar Cavallo**	Director Titular	20-11299956-7	9/04/2018	31/12/2020	1987	No
Marcelo Anibal Brandi**	Director Titular	20-13214748-6	9/04/2018	31/12/2020	1992	No
Horacio Luis Cavallo**	Director Titular	23-14621514-9	9/04/2018	31/12/2020	1996	No
René E.A. Vaca Guzmán	Director Titular	20-18696867-1	9/04/2018	31/12/2020	2006	No
Víctor José Díaz Bobillo	Director Titular	20-13881796-3	9/04/2018	31/12/2020	2012	Si
Miguel Ángel Torilo	Director Titular	23-10077005-9	9/04/2018	31/12/2020	2014	No
César Augusto Deymonnáz	Director Titular	20-10201938-6	9/04/2018	31/12/2020	2007	No
Martín Federico Brandi**	Director Suplente	20-29502521-3	9/04/2018	31/12/2020	2012	No
Verónica Brandi**	Director Suplente	27-31060685-0	9/04/2018	31/12/2020	2018	No
Juan Carlos Alejandro Cavallo**	Director Suplente	20-07641205-8	9/04/2018	31/12/2020	2006	No
Francisco Cavallo**	Director Suplente	20-20071702-1	9/04/2018	31/12/2020	2012	No

\* Independiente conforme a las Normas de la CNV.

\*\* Vínculo familiar existente entre los miembros del Directorio: (i) Martín Fernando Brandi, Gustavo José Brandi, y Marcelo Anibal Brandi, son hermanos, (ii) Ernesto José Cavallo, Juan Carlos Cavallo, Eduardo César Cavallo y Horacio Luis Cavallo, son hermanos, (iii) Gustavo José Brandi y Verónica Brandi son padre e hija, respectivamente, (iv) Martín Fernando Brandi y Martín Federico Brandi son padre e hijo, respectivamente, y (v) Ernesto José Cavallo y Francisco Cavallo también 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 Fernando Brandi (DNI 13.212.127)** nació el 14 de octubre de 1957. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es el Presidente del Directorio y Director Ejecutivo (CEO) de la Compañía. Es ingeniero civil, graduado en la Universidad Católica Argentina (1980). Posee un posgrado en Ingeniería en Petróleo en la Universidad de Buenos Aires (1981). Es Vocal del Consejo Directivo de la AFCP y del Instituto del Cemento Portland Argentino. Actualmente se desempeña como Presidente del Directorio de todas las sociedades del Grupo Económico de PCR (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**”), Trading Patagonia S.A., Petroriva, Cemenriva S.A., PCR Logística S.A., Dutmy S.A. (“**Dutmy**”), Parque Eólico del Bicentenario S.A., Cleanergy Argentina S.A., así como las restantes sociedades incluidas en el organigrama de la Sociedad, véase “*Información sobre la Emisora- Estructura y Organización de la Emisora y su Grupo Económico*”; asimismo, es Presidente de Bahía Solano S.A., Poch S.A. e Inminagro S.A., y Campo Chajarí S.A. y Vicepresidente de Marportres S.A. El Sr. Martín F. Brandi posee un contrato de trabajo con la Sociedad mediante el cual se desempeña como CEO.

**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 Primero 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 Dutmy 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 Petromix y de Surpat. Asimismo, es Presidente de Alicurá S.A. y Director Suplente de Virapitá S.A. Por otra parte, el Sr. Ernesto José Cavallo es Presidente de la AFCP y del Instituto del Cemento Portland Argentino.

**Gustavo José Brandi (DNI 10.155.367)** nació el 28 de febrero de 1952. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. El Sr. Brandi se desempeña como Vicepresidente Segundo y Director de Tesorería de la Compañía. Es licenciado en administración de empresas, graduado en la Universidad Católica Argentina (1977). Es Director 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 Petromix y Surpat en donde se desempeña como Vicepresidente. A su vez, es Vicepresidente de Bahía Solano S.A. y de Inminagro S.A. y Director titular de Marportres S.A. y de Campo Chajarí S.A. También ocupa el cargo de Presidente de Frutos del Conlara S.A. El Sr. Gustavo J. Brandi posee un contrato de trabajo con la Sociedad donde ejerce el cargo de Director de Tesorería.

**Eduardo César Cavallo (DNI 11.299.956)** nació el 11 de abril de 1955. 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 y miembro titular del Comité de Auditoría. Es ingeniero civil, graduado en la Universidad de Buenos Aires (1984), finalizó el PDD ("Programa de Desarrollo Directivo") en el IAE de la Universidad Austral (1996). Actualmente es Presidente de Virapitá S.A., y Socio Gerente en Nueva Plaza Administración Fiduciaria S.R.L. Además, es Director Titular de Bahía Solano S.A.

**Marcelo Aníbal 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., Campo Chajarí S.A. y de Rental Patagonia S.A. El Sr. Marcelo Brandi también es Director Titular de Inminagro S.A. y Director Suplente de Bahía Solano 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. y Director Suplente de Bahía Solano S.A.

**René Ernesto Antonio Vaca-Guzmán (DNI 18.696.867)** nació el 4 de diciembre de 1948. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. El Sr. Vaca-Guzmán es Director Titular de la Compañía desde el año 2006. También se desempeñó como Director de Administración y Finanzas desde el año 2003 hasta el 2017. Es licenciado en administración pública graduado en la Universidad del Salvador (1971). Posee un posgrado en Finanzas de la "George Washington University" (Washington DC, Estados Unidos de América, 1973-1975). Especialista en Administración de Proyectos de Cooperación Técnica en la Organización de Estados Americanos (Washington DC, Estados Unidos de América, 1972/1976) y Consultor del Programa de Inversiones para América Latina, BID-INTAL (1976/1981). Anteriormente a su ingreso en PCR como Gerente de Control de Gestión en 1991, el Lic. Vaca-Guzmán se desempeñó como Gerente de Finanzas de Decavial S.A.I.C.A.C. (1981/1991).

**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. y Provinvest 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"). Actuó como Vicepresidente de Central Puerto S.A. ("CEPU"), Central Neuquén S.A. y como Síndico en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico ("CAMMESA").

**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).

**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 S.A. (“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 petróleo y Gas de PCR (2004- actualidad) y ha sido Gerente de Operaciones del Consorcio Petrosud–Petroriva (Ecuador) (1999-2002). Actualmente es Director titular de PCR y de Petromix desde el año 2014. Asimismo, el Ing. Miguel Torilo se desempeña como Director de petróleo y gas, responsable de operaciones en Ecuador y Colombia.

**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. El señor Brandi es Director Suplente del Directorio de la Compañía desde 2012, también es socio gerente de Timex S.A., y es Director Suplente de Poch S.A. El señor Brandi tiene un contrato de trabajo con la Sociedad desempeñando el cargo de Gerente de la División de Cemento y Energías Renovables. Por otra parte, el Sr. Martín Federico Brandi es Revisor de Cuentas Suplente de la AFCP y del Instituto del Cemento Portland Argentino.

**Juan Carlos Alejandro Cavallo (DNI 7.641.205)** nació el 9 de febrero de 1949. Su domicilio especial es Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of.304, C.A.B.A. Es licenciado en administración de empresas, graduado en la Universidad Argentina de la Empresa (1976). Actualmente se desempeña como Director Suplente de la Compañía. Es asimismo Director Titular de Dutmy y Virapitá S.A.

**Francisco Cavallo (DNI 20.071.702)** 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 Suplente de la Compañía desde el año 2012 y actualmente tiene un contrato de trabajo con la Sociedad mediante el cual se desempeña como Tesorero.

**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 Suplente de PCR desde 2018 así como socia gerente de Quattrum S.R.L.

#### *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 todos 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.

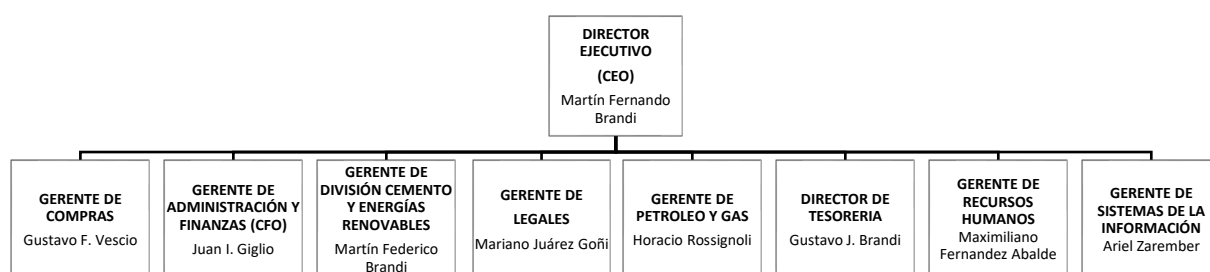
De conformidad con las Normas de la CNV, el director que, con posterioridad a su designación, recayere en alguna/s de las circunstancias señaladas precedentemente, deberá ponerlo de manifiesto en forma inmediata a la emisora, la cual deberá comunicarlo a la Comisión y al o los mercados autorizados donde 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:



El siguiente cuadro contiene información sobre los gerentes de la Sociedad:

Nombre	D.N.I.	C.U.I.T/ C.U.I.L.	Domicilio especial	Cargo	Antigüedad en el cargo
Martín Fernando Brandi	13.212.127	20-13212127-4	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director Ejecutivo (CEO)	1997
Gustavo José Brandi	10.155.367	20-10155367-2	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Director de Tesorería	1997
Juan Ignacio Giglio	21.980.436	23-21980436-9	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Gerente de Administración y Finanzas (CFO)	2017
Horacio Rossignoli	17.198.584	20-17198584-7	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Gerente de Petróleo y Gas	2019
Martín Federico Brandi	29.592.521	20-29592521-3	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Gerente de División Cemento y Energías Renovables	2014
Gustavo Fernando Vescio	22.930.099	20-22930099-8	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Gerente 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.	Gerente de Legales	2007
Maximiliano Fernandez Abalde	24.663.455	20-24663455-7	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Gerente de Recursos Humanos	2019
Ariel Zarembler	24.662.301	30-24662301-6	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Gerente de Sistemas de la Información	2019

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:

**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. 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).

**Horacio Rossignoli (DNI 17.198.584)** nació el 27 de Enero de 1965. Es ingeniero Civil graduado en la Universidad Católica Argentina (1988 - Summa Cum Laude) y con un posgrado en evaluación de Proyectos e inversión de petróleo y Gas (ITBA 1996). Antes de ingresar a la Compañía, se desempeñó como Gerente General de President Petroleum (2016-2018), Vicepresidente Sr de Operaciones de Sinopec Argentina (2011-2015), Vicepresidente de Desarrollo en OXY Long Beach, CA, USA (2009-2010), Vicepresidente de Desarrollo de OXY Argentina (2004-2009), Director de Operaciones de Latinoamérica de Vintage Petroleum, Tulsa, OK, USA (2003-2004) y Gerente General de Vintage Oil Ecuador (2001-2003). Asimismo, en el año 2015 finalizó el PAD (Programa de Alta Dirección) en el IAE de la Universidad Austral. El Sr. Rossignoli ingresó a PCR en el año 2018 y, desde el mes de mayo de 2019, se desempeña como Gerente de Petróleo y Gas de los activos de la compañía en Argentina.

**Gustavo Fernando Vescio (DNI 22.930.099)** nació el 26 de febrero de 1973. Actualmente se desempeña como Gerente de Compras, 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.

**Mariano Juárez Goñi (DNI 23.222.562)** nació el 27 de febrero de 1973. Actualmente se desempeña como Gerente de Legales. 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). El Sr. Juárez Goñi se unió a la Sociedad en el mes de agosto de 2007, como Gerente de Legales.

**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 Gerente de Recursos Humanos de la Compañía en Argentina

**Ariel Zarembler (DNI 24.662.301)** nació el 07 de mayo de 1975. Es Licenciado en Sistemas graduado en la Universidad Argentina John F. Kennedy (2003) y con un Posgrado en Negociación (U.C.A. 2005). Antes de ingresar a la Compañía, se desempeñó como Gerente Corporativo de Sistemas de TECNA S.A. (2006-2019), Responsable de Seguridad Informática de telefónica Argentina (2005-2006), Jefe de Tecnología e Infraestructura de Hutchison Arg (2001-2005), Líder de Proyectos Tecnológicos de SMART (1997 – 2001). Asimismo, cuenta con diversas Especializaciones y Certificaciones en Tecnología de la Información y en el año 2012 finalizó el GMM (Gestión de Mandos Medios) en la Universidad Austral. El Sr. Zarembler ingresó a PCR en el año 2019 y se desempeña como Gerente de Sistemas de la Información.

#### ***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*

## 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 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°117 y Extraordinaria N°112 se resolvió asignar, en concepto de honorarios a los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora, por las tareas desempeñadas durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 la suma de \$37.570.022 y \$4.765.978, respectivamente. Asimismo, todos los gerentes (incluidos aquellos que a su vez son Directores de la Compañía) percibieron por dicho ejercicio económico la suma global de pesos 51.068.472,53.

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 marzo de 2020, poseen acciones de la Sociedad:

Nombre	Posición	Cantidad de Acciones	% de Capital	% de Votos	% de Dividendos
Martín Fernando Brandi (1)	Presidente	1.775.020	2,46%	2,46%	11,95%
Ernesto José Cavallo	Vicepresidente 1°	6.566.849	9,11%	9,11%	9,11%
Gustavo José Brandi	Vicepresidente 2°	1.566.716	2,17%	20,37%	10,83%
Marcelo Aníbal Brandi	Director Titular	6.129.453	8,50%	8,50%	1,89%
Eduardo César Cavallo	Director Titular	6.579.831	9,13%	9,13%	9,13%
Horacio Luis Cavallo	Director Titular	4.836.909	6,71%	6,71%	6,71%
Juan Carlos Cavallo	Director Suplente	3.172.401	4,40%	4,40%	4,40%
Martín Federico Brandi	Director Suplente	750.000	1,04%	1,04%	0,35%
<b>TOTAL</b>		<b>33,377,179</b>	<b>43,52%</b>	<b>61,72%</b>	<b>54,37%</b>

(1) Martín Fernando Brandi mantiene una participación de control en el capital social de Inminagro S.A., que a su vez es titular del 15,63% del capital social y los derechos de voto de PCR.

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:

<b>Nombre</b>	<b>D.N.I.</b>	<b>C.U.I.T/ C.U.I.L.</b>	<b>Domicilio especial</b>	<b>Cargo</b>	<b>Fecha de designación</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>	<b>Carácter</b>	<b>Fecha de Nacimiento</b>
Alberto Vergara	10.515.551	20-10515551-5	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Titular	9/04/18	31/12/20	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	9/04/18	31/12/20	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	9/04/18	31/12/20	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	9/04/18	31/12/20	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	9/04/18	31/12/20	Independiente*	14/10/1976
Martín Nicolás De Cicco	29.922.700	20-29922700-7	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A.	Síndico Suplente	9/04/18	31/12/20	Independiente*	4/03/1983

\* 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 de la Comisión Fiscalizadora y síndico 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 Times S.R.L., y síndico suplente de Bahía Solano 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. El Sr. Kunath es asimismo síndico suplente de Marportes S.A. y de Inminagro S.A. Por otra parte, el Sr. Kunath es Presidente de Elmswood Latina S.A.

**Jorge Luis Díez** nació el 7 de julio de 1949. El Sr. Díez 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., Marportes 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 síndica suplente 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.

**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 9 de abril de 2018 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	Independiente	9/04/18	31/12/20
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	9/04/18	31/12/20
Eduardo César Cavallo	Titular	11.299.956	20-11299956-7	Alicia Moreau de Justo 2050, piso 3, of. 304, C.A.B.A	No Independiente	9/04/18	31/12/20
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	9/04/18	31/12/20

## Asesores

El estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi (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 2019, 2018 y 2017 incluidos en este Prospecto han sido auditados por Deloitte & Co S.A. Conforme a la Asamblea General Ordinaria N°117 y Extraordinaria N° 112, se designó al Sr. Fernando Gabriel del Pozo como contador certificante titular y a los señores Diego de Vivo y Marcelo Baleriani, como primer y segundo contador certificante suplente, respectivamente, todos ellos del estudio contable Deloitte & Co S.A., para dictaminar sobre los estados financieros correspondientes al ejercicio 2020.

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:
31/12/19	Fernando G. Del Pozo	20.250.994	20-20250994-1	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 254, Folio 138
31/12/18	Diego O. De Vivo	21.552.635	20-21552635-7	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190
31/12/17	Diego O. De Vivo	21.552.635	20-21552635-7	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 223, Folio 190

Los auditores suplentes 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:
31/12/19	Guillermo Daniel Cohen	20.200.181	20-20200181-6	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31/12/18	Guillermo Daniel Cohen	20.200.181	20-20200181-6	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73
31/12/17	Guillermo Daniel Cohen	20.200.181	20-20200181-6	Deloitte & Co S.A.	Florida 234, 5° piso – Ciudad Autónoma de Bs. As.	C.P.C.E.C.A.B.A. Tomo 233, Folio 73

La firma Deloitte & Co. S.A. actualmente presta servicios de auditoría externa a la Compañía. Ésta fue designada para los ejercicios económicos finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, y mediante Asamblea General Ordinaria N° 117 Y Extraordinaria N° 112 del 16 de abril de 2020, se resolvió, entre otras cosas, designar nuevamente a Deloitte & Co. S.A. como auditor externo de la Sociedad, a los fines de que esta firma pueda desempeñarse como auditor externo de la Compañía para dictaminar sobre los estados financieros correspondientes al ejercicio 2020.

#### e) Gobierno Corporativo

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no tiene un código de gobierno corporativo.

#### f) Empleados

Al 31 de marzo de 2020, la Compañía contaba con 545 empleados, incluyendo personal de la subsidiaria Petromix, de los cuales 110 corresponden a la División Petróleo y Gas (incluyendo empleados de Petromix), 299 a la División Cemento y 135 se encuentran en las principales oficinas. Aproximadamente el 50,28% 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 2019, 2018 y 2017, los empleados de la Sociedad totalizaban 544, 534 Y 511, respectivamente, desagregados en las siguientes principales categorías.

	al 31.03.20 <sup>(1)</sup>	al 31.12.19 <sup>(1)</sup>	al 31.12.18 <sup>(2)</sup>	al 31.12.17 <sup>(3)</sup>
Sin convenio	271	274	255	233
Convenio	274	270	279	278
<b>Total</b>	<b>545</b>	<b>544</b>	<b>534</b>	<b>511</b>

(1) Incluye 60 personas de la subsidiaria de Petromix para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

(2) Incluye 61 personas de la subsidiaria de Petromix para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(3) Incluye 53 personas de la subsidiaria de Petromix para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

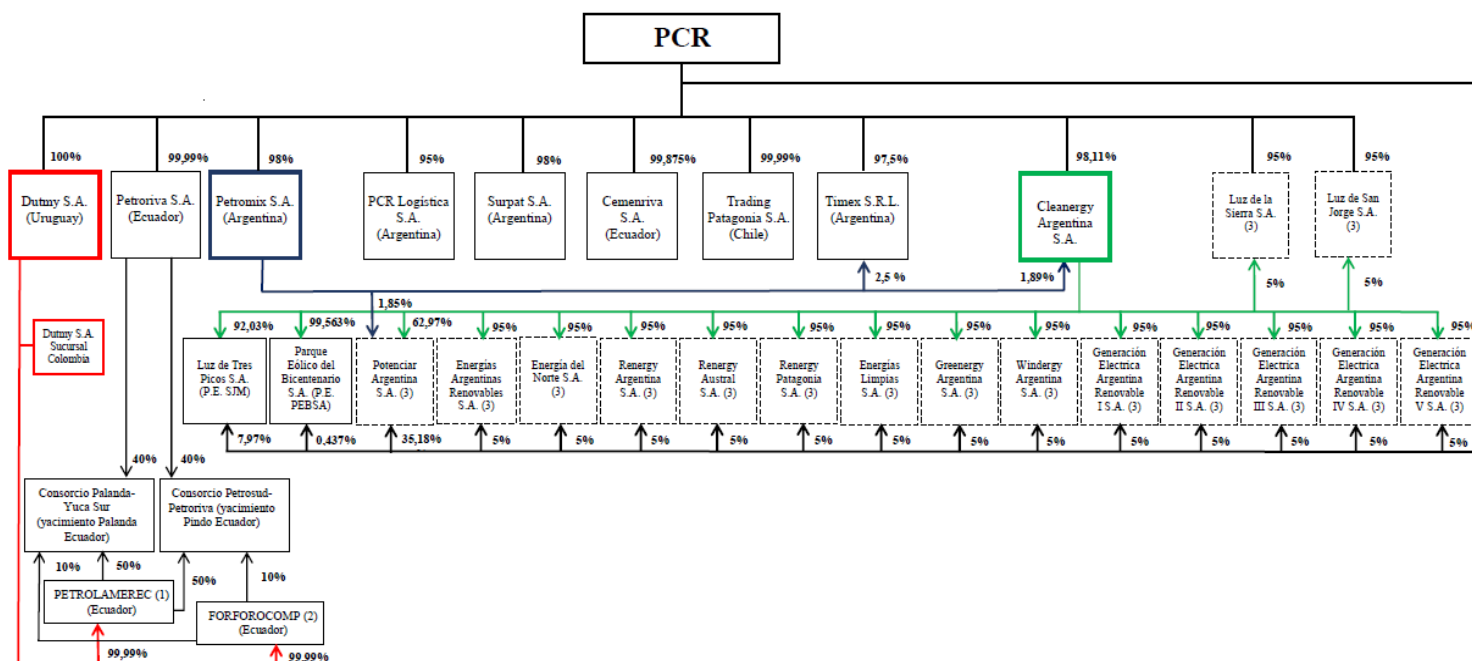
### ***Situación Sindical***

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 marzo de 2020, aproximadamente 39,27% 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")

(1) Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S.A.



(2) Compañía Sudamericana de Fosforos Fosforocomp S.A.

(3) Sociedades de Propósito Específico (SPV) para proyectos de energías renovables, sin operaciones en la actualidad.

### b) Accionistas principales

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad 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 la Compañía es de titularidad directa o indirecta de 34 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 la Compañía (entonces denominada Compañía Ferrocarrilera de Petróleo S.A.), mediante una licitación pública llevada adelante por el Gobierno Nacional. Del total del capital social de la Compañía, 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 la Compañía son de propiedad de empleados y ex-empleados de ésta (o sus sucesores).

Por medio de un número de donaciones y acuerdos, o por herencia, las acciones originalmente de propiedad de los Sres. Pedro C. Brandi y Carlos C. Cavallo 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 la Compañía 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 la Compañía difieren significativamente.

Existen las siguientes relaciones de familia entre los principales accionistas de la Compañía: (i) Marta A. M. de Brandi es la madre de Martín Fernando Brandi, Gustavo José Brandi y Marcelo Brandi, y (ii) Ernesto José Cavallo, Horacio Luis Cavallo, María Cristina Cavallo, Eduardo José Cavallo y Juan Carlos Alejandro Cavallo son hermanos.

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 la Compañía. 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 la Compañía.



El siguiente cuadro contiene información al 31 de diciembre de 2019 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 cambios significativos desde entonces:

Nombre	Titularidad de Acciones Clase A	Porcentaje (%)	Cantidad de Acciones Clase A con derechos políticos	Porcentaje %	Cantidad de Acciones Clase A con derechos económicos	Porcentaje (%)
Inminagro S.A. 1	11,267,829	15.63%	11,267,829	15.63%	0	0.00%
María Cristina Cavallo	7,169,559	9.95%	7,169,559	9.95%	7,169,559	9.95%
Eduardo César Cavallo	6,579,831	9.13%	6,579,831	9.13%	6,579,831	9.13%
Ernesto José Cavallo	6,566,849	9.11%	6,566,849	9.11%	6,566,849	9.11%
Marcelo Aníbal Brandi	6,129,453	8.50%	6,129,453	8.50%	1,361,232	1.89%
Horacio Luis Cavallo	4,836,909	6.71%	4,836,909	6.71%	4,836,909	6.71%

(1) Los accionistas titulares del 5% o más de las acciones de Inminagro S.A. son: Martín Fernando Brandi, Martín Federico Brandi, Teresa Brandi, Mariano Brandi y Victoria Brandi

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 2019, 2018 y 2017 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019. Para mayor información ver la Nota 7 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2017, al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2019.

#### ***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 períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía contrato servicios a Rental Patagonia S.A. por Ps. 33,5 millones y Ps. 69,7 millones, y Ps. 210,5 millones y Ps.200,7, millones respectivamente.

***APMB Servicios y Transportes S.A.***

Durante los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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. 11,1 millones y Ps. 14,2 millones, y Ps.52,5 millones y Ps. 49,6 millones, respectivamente.

***Bahía Solano S.A.***

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía (como prestadora) tenía préstamos pendientes con Bahía Solano S.A. (una sociedad controlada por las familias Brandi y Cavallo), por un monto total de capital de Ps. 1,6 millones, devengando intereses a una tasa fija anual del 25%.

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía contrató a Bahía Solano S.A. para la prestación de servicios por un total de Ps. 0,3 y Ps. 3,3, respectivamente.

## ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

### Activo Fijo

La Compañía posee diversos activos acorde 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, Ecuador y Colombia, y parques eólicos en operación y en montaje en Argentina (ver “*Información sobre la Emisora – División Cemento - Instalaciones Productivas*”), las instalaciones y equipos de los yacimientos El Sosneado, El Medanito, Palanda Yuca Sur y Pindo (ver “*Información sobre la Emisora - División Petróleo y Gas*”), y las canteras de propiedad de la Compañía (ver “*Información sobre la Emisora – División Cemento – Materias Primas y Fuentes de Energía*”).

A continuación, se detallan los principales activos fijos de la Sociedad en cada área al 31 de marzo de 2020:

Al 31 de marzo de 2020										
(en miles de Pesos)										
Concepto	Cemento Comodoro Rivadavia	Premoldeados y Morteros	Cemento Pico Truncado	La Pampa	El Sosneado	Energías renovables <sup>(1)</sup>	Ecuador	Palanda Yuca Sur y Pindo Ecuador. El Díficil Colombia	Otros	Total
Terrenos	45.568	74	13.841	457	-	-	-	-	7.733	67.673
Edificios	131.426	250.457	-	11.472	3.357	-	-	-	365.940	762.652
Plantas y equipamiento de explotación de cemento	839.695	302.794	3.672.638	-	-	-	-	-	860.720	5.675.847
Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	-	-	-	2.942.903	1.084.164	-	2.399.073	794.545	323.584	7.544.269
Herramientas	-	15	256	194	1.055	-	-	36	-	1.556
Muebles y útiles	722	117	5.201	1.395	43	-	37.423	274	25.873	71.048
Rodados	38.413	314	4.685	574	2.578	-	7.497	-	109.150	163.211
Canteras	1.332	-	464.072	-	-	-	-	-	283.934	749.338
Torres e instalaciones parques eólicos <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	15.453.619	-	-	-	15.453.619
Obras en curso	10.272	2.110	18.370	279.766	12.931	7.109.566	383.478	321.037	1.404.038	9.541.568
Propiedad Minera	-	-	-	1.259.370	-	-	79.208	466.311	48.353	1.853.242
Provisión por desvalorización	(983.825)	-	-	(113.763)	-	-	-	-	-	(1.097.588)
<b>Total 31-03-20</b>	<b>83.603</b>	<b>555.881</b>	<b>4.179.063</b>	<b>4.382.368</b>	<b>1.104.128</b>	<b>22.563.185</b>	<b>2.906.679</b>	<b>1.582.203</b>	<b>3.429.325</b>	<b>40.786.435</b>

(1) 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 con los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 ha sido extraída de los estados contables de la Emisora a dichas fechas que con junto a sus anexos y 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 contables 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 períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 proveniente de los estados financieros intermedios consolidados condensados al 31 de marzo de 2020 y 2019; y con los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 provenientes de los Estados Financieros Consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 y comparativos. Con fines comparativos, los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 incluyen cifras y otra información no auditada, correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de diciembre de 2019 y 2018, 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 2019 y 2018 y los estados financieros intermedios consolidados condensados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (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 2588555 y 2450488, e IDs 2612717 y 2472518 respectivamente, así como en la página web de BYMA ([www.byma.com.ar](http://www.byma.com.ar)), la página web del MAE ([www.mae.com.ar](http://www.mae.com.ar)) y la página web de la Emisora ([www.pcr.com.ar](http://www.pcr.com.ar)). El Directorio de la Sociedad ha aprobado los estados financieros intermedios consolidados condensados al 31 de marzo de 2020 en su reunión de fecha 19 de mayo de 2020 (ID 2612753), y estados financieros relacionados a los ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 en sus reuniones de fechas 10 de marzo de 2020 (ID 2588520), y 18 de marzo de 2019 (ID 2450341), respectivamente.

Al leer la comparación de cifras 2017 en relación con las del año 2018, debe tenerse en cuenta que no resultan comparables con las explicadas en la sección de comparación de cifras del año 2018 en relación con las del año 2019, pues las cifras de cada una de ambas secciones mencionadas está expresada en moneda de diferente poder adquisitivo. Las fechas de las monedas de reexpresión están indicadas a la nota al pie de cada tabla correspondiente.

La información contenida en el presente Prospecto proveniente de los Estados Financieros Consolidados auditados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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); como asimismo la información relacionada con los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019, se derivan de los estados financieros intermedios consolidados condensados correspondientes a los períodos finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 que se indican y que se encuentran preparados de acuerdo con el marco de información financiera establecido por la CNV y, en particular, con la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (“**NIC 34**”). Los estados financieros consolidados condensados intermedios al 31 de marzo de 2020 y 2019 son no auditados, pero contemplan todos los ajustes necesarios para ser presentados sobre bases uniformes con los estados financieros anuales.

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 (“**FACPCE**”) emitió la Resolución JG N° 539/18, aprobada por el CPCECABA mediante la Resolución CD N° 107/18 modificada por la Resolución JG

N° 553/19, 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 PEN y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664 del PEN 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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2018 y 2017, respectivamente. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, a fin de permitir su comparabilidad con las cifras al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente y sin que tal reexpresión modifique las decisiones tomadas con base en la información contable correspondiente al ejercicio anterior. Asimismo, de acuerdo a lo mencionado en las Notas 2.8 y 2.2 a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018, las cifras reexpresadas correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017 presentadas con fines comparativos han sido modificadas para dar efecto retroactivo al cambio de moneda funcional establecido para las sociedades con operaciones de generación de energía eólica con PPA firmados con CAMMESA.

Asimismo, los estados financieros consolidados condensados intermedios por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda a dicha fecha e incluyen cifras y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 y al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, que son parte integrante de los estados financieros consolidados condensados intermedios al 31 de marzo de 2020 y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados financieros. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, 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. Cabe destacar que las cifras contenidas en el estado financiero no auditado consolidado condensado intermedio al 31 de marzo de 2020 y por los tres meses finalizados al 31 de marzo de 2020 y 2019 están reexpresadas al 31 de marzo de 2020 y por lo tanto no son comparables con las correspondientes a los estados financieros auditados incorporados por referencia en este prospecto.

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 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) (ganancias) pérdidas por (reversión) deterioro de propiedad, planta y equipo; y (xi) pozos exploratorios improductivos.

El “Margen de EBITDA Ajustado Consolidado” se calcula obteniendo el ratio de: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el ejercicio sobre la suma de los ingresos por ventas.

En este Prospecto, “Préstamos Netos Consolidados” se define como el total de préstamos (la suma de préstamos corrientes y no corrientes) neto de efectivo y equivalentes de efectivo.

El “Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado” se calcula obteniendo el ratio de: (i) Préstamos Netos Consolidados al cierre de ejercicio sobre (ii) el EBITDA Ajustado Consolidado para dicho ejercicio.

El “Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado” se calcula obteniendo el ratio de: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el ejercicio sobre (ii) los intereses generados por pasivos durante dicho ejercicio.

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, que 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 12 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019.

A la fecha del presente Prospecto y con excepción de los procesos descriptos en la Nota 12 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019, 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. Para más información véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones”*.

## 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. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso.

Al 31 diciembre del año	Tipos de cambio			
	Máximo <sup>(1)</sup>	Mínimo <sup>(2)</sup>	Promedio <sup>(3)</sup>	Cierre período <sup>(4)</sup>
2012 .....	4,91	4,30	4,55	4,91
2013 .....	6,49	4,92	5,47	6,49
2014 .....	8,56	6,52	8,12	8,55
2015 .....	13,40	8,55	9,26	13,04
2016 .....	16,03	13,20	14,782	15,89
2017 .....	19,20	15,19	16,56	18,65
2018 .....	41,25	18,41	28,07	37,70
2019 .....	60,40	36,90	47,87	59,89
<b>Mes</b>				
Enero 2020 .....	60,35	59,81	60,01	60,35
Febrero 2020 .....	62,14	37,52	47,83	62,14
Marzo 2020 .....	64,47	62,31	63,39	64,47
Abril 2020 .....	66,84	64,53	65,66	66,84
Mayo 2020 .....	68,54	66,84	67,71	68,54
Junio 2020 .....	70,52	68,63	69,59	70,52
Julio 2020 .....	72,32	70,52	71,44	72,32

(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.

Fuente: Banco Nación, divisa.

## Información Contable, Financiera y Operativa por los períodos de tres meses finalizados 31 de marzo de 2020 y 2019, y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.

El siguiente cuadro presenta la información contable consolidada seleccionada de PCR y otra información a las fechas y para cada uno de los períodos y 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

condensados intermedios al 31 de marzo de 2020 y 2019 son no auditados pero contemplan todos los ajustes necesarios para ser presentados sobre bases uniformes con los estados financieros anuales.

Los Estados Financieros Consolidados para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019, y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 y comparativos se encuentran publicados en la Autopista de Información Financiera (“AIF”), incorporados por referencia al presente Prospecto.

Los Estados Financieros Consolidados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 y comparativos 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.

La información relacionada con los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019, se derivan de los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados al 31 de marzo de 2020 y 2019 preparados de acuerdo con las Normas de la CNV y NIC 34.

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 2019 en forma comparativa con 31 de diciembre de 2018 y 2017 preparada de acuerdo a NIIF.

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 FACPCE emitió la Resolución JG N° 539/18, aprobada por el CPCECABA mediante la Resolución CD N° 107/18 modificada por la Resolución JG N° 553/19, 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 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 PEN y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664 del PEN 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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 no auditada, correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de diciembre de 2019 y 2018, 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.

Asimismo, los estados financieros consolidados condensados intermedios por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda a dicha fecha e incluyen cifras y otra información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019 y al período de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, que son parte integrante de los estados financieros consolidados condensados intermedios al 31 de marzo de 2020 y tienen el propósito de que se lean



sólo en relación con esos estados financieros. Dichas cifras han sido reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, 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.

## 1. Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales

### Estado de Resultados

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(3)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
	(Moneda homogénea)		(Moneda homogénea)			
	(en millones de Pesos)					
<b>Ingresos por ventas</b>	5.309,0	5.526,7	23.115,1	20.666,4	13.434,3	9.057,0
<b>Costo de ventas</b>	(3.426,7)	(3.704,5)	(14.815,9)	(14.636,7)	(9.514,7)	(7.029,3)
<b>Ganancia bruta</b>	1.882,3	1.822,2	8.299,2	6.029,7	3.919,6	2.027,7
Gastos de comercialización .....	(211,9)	(242,5)	(935,3)	(807,7)	(525,1)	(468,3)
Gastos de exploración .....	(73,7)	(35,8)	(600,9)	(250,3)	(162,7)	(544,3)
Gastos de administración .....	(209,9)	(163,1)	(751,7)	(785,2)	(510,4)	(408,1)
Ganancia (pérdida) por desafectación (deterioro) de propiedad, planta y equipo.....	--	--	(214,3)	--	--	--
Otros ingresos (egresos), netos.....	(138,8)	(76,7)	106,9	856,9	557,0	129,4
Otros egresos – capacidad ociosa....	--	--	--	--	--	(1,3)
<b>Ganancia operativa</b>	<b>1.248,0</b>	<b>1.304,1</b>	<b>5.903,9</b>	<b>5.043,2</b>	<b>3.278,4</b>	<b>735,1</b>
Resultados financieros, netos .....	(1.094,1)	(1.282,5)	(2.836,2)	(3.499,0)	(2.274,6)	(322,8)
Impuesto a las ganancias.....	(555,2)	(147,1)	(1.699,8)	(962,8)	(625,9)	(122,6)
<b>Resultado neto.....</b>	<b>(401,3)</b>	<b>(125,6)</b>	<b>1.368,0</b>	<b>581,4</b>	<b>378,0</b>	<b>289,6</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

### Otra Información Operativa y Financiera

	Al y para los tres meses finalizados el 31 de marzo de		Al y para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017	
<b>Petróleo y Gas Argentina, Ecuador y Colombia<sup>(1)</sup></b>					
<b>Reservas probadas brutas:</b>					
Petróleo (MBbls)	-	35.916	34.206	40.695	
Gas natural (MBoe)	-	23.703	21.739	20.269	
<b>Combinadas (MBoe)</b>	<b>-</b>	<b>59.619</b>	<b>55.945</b>	<b>60.964</b>	
<b>Volumen de Producción Bruto:</b>					
Petróleo (MBbls)	1.537	6.326	5.933	4.943	
Gas natural (MBoe)	737	3.078	3.093	2.002	
<b>Combinado (MBoe)</b>	<b>2.274</b>	<b>9.405</b>	<b>9.026</b>	<b>6.945</b>	
<b>Cemento</b>					
<b>Volumen de Producción:</b>					
Cemento (toneladas)	111.936	549.348	527.531	523.151	
Bloques de cemento (m <sup>3</sup> )	3.128	15.668	13.678	19.954	

	Al y para los tres meses finalizados el 31 de marzo de	Al y para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
Morteros secos (toneladas)	957	4.682	4.238	4.234
Viguetas (m3)	13.452	140.034	124.956	0
<b>Capacidad Instalada</b>				
Capacidad de molienda efectiva (toneladas por año)	750.000	750.000	750.000	750.000
Capacidad de producción de clínker efectiva (toneladas por año)	600.000	600.000	600.000	600.000
<b>Energía Renovable<sup>(3)</sup></b>				
<b>Volumen de Producción:</b>				
MWh	248.059	499.403	-	-

(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) La compañía realiza informes de reservas anualmente.

(3) Actividad iniciada durante el primer trimestre del ejercicio 2019.

## 2. Estado de Situación Financiera

	31 de diciembre de			
	2019 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)	2018 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)	2018 <sup>(2)</sup> (Moneda homogénea)	2017 <sup>(2)</sup> (Moneda homogénea)
	(en millones de Pesos)			
<b>ACTIVO</b>				
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>				
Caja y bancos	2.716,5	4.803,3	3.122,4	652,4
Inversiones	2.418,7	5.915,3	3.845,3	252,8
Cuentas por cobrar comerciales	3.545,3	2.810,2	1.826,7	1.911,0
Otras cuentas por cobrar	2.300,2	2.227,0	1.447,6	672,2
Inventarios	2.179,9	2.233,6	1.452,0	1.246,0
<b>Total del Activo corriente</b>	<b>13.160,6</b>	<b>17.989,2</b>	<b>11.694,0</b>	<b>4.734,4</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>				
Cuentas por cobrar comerciales	-	-	-	-
Inversiones	-	-	-	147,0
Otras cuentas por cobrar	494,6	5.593,4	3.636,0	1.426,4
Impuesto diferido	506,8	117,5	76,4	56,9
Inventarios	14,4	70,0	45,5	9,4
Propiedad, planta y equipo	36.680,5	22.565,5	14.668,9	10.586,5
Activos por derecho de uso	859,5	-	-	-
Activos intangibles	344,6	589,5	383,2	304,5
<b>Total del Activo no corriente</b>	<b>38.900,4</b>	<b>28.935,8</b>	<b>18.810,0</b>	<b>12.530,7</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>52.061,0</b>	<b>46.925,1</b>	<b>30.504,0</b>	<b>17.265,1</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

	31 de diciembre de			
	2019 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)	2018 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)	2018 <sup>(2)</sup> (Moneda homogénea)	2017 <sup>(2)</sup> (Moneda homogénea)
	(en millones de Pesos)			
<b>PASIVO</b>				
<b>PASIVO CORRIENTE</b>				
Deudas comerciales	2.141,5	2.593,7	1.686,1	1.325,1
Pasivos por arrendamientos	134,9	-	-	-
Préstamos	8.859,1	4.173,9	2.713,2	1.126,5
Remuneraciones y cargas sociales	688,5	803,5	522,3	417,8
Cargas fiscales	646,5	752,0	488,9	303,7
Otros pasivos	1.168,3	707,1	459,6	369,7
Provisiones	28,7	11,8	7,6	3,0
<b>Total del Pasivo corriente</b>	<b>13.667,5</b>	<b>9.041,9</b>	<b>5.877,7</b>	<b>3.545,8</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>				
Deudas comerciales	12,4	-	-	33,9
Pasivos por arrendamientos	773,5	-	-	-
Préstamos	16.161,0	18.971,1	12.332,3	2.967,9
Remuneraciones y cargas sociales	266,1	226,6	147,3	107,0
Cargas fiscales	-	-	-	-
Impuesto diferido	3.066,9	1.335,3	868,0	671,2
Otros pasivos	49,1	87,2	56,7	96,4
Provisiones	2.547,9	3.242,0	2.107,5	1.913,1
<b>Total del Pasivo no corriente</b>	<b>22.876,8</b>	<b>23.862,2</b>	<b>15.511,8</b>	<b>5.789,5</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO</b>	<b>36.544,3</b>	<b>32.904,1</b>	<b>21.389,5</b>	<b>9.335,3</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>				
Aportes de los accionistas	2.013,8	2.013,8	1.309,1	1.309,1
Resultados acumulados	13.494,3	11.997,8	7.799,3	6.615,6
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	<b>15.508,1</b>	<b>14.011,6</b>	<b>9.108,4</b>	<b>7.924,7</b>
Participaciones no controladoras	8,6	9,3	6,1	5,1
<b>Total del Patrimonio neto</b>	<b>15.516,7</b>	<b>14.020,9</b>	<b>9.114,5</b>	<b>7.929,8</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>52.061,0</b>	<b>46.925,1</b>	<b>30.504,0</b>	<b>17.265,1</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

	31 de marzo de 2020 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)	31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)
(en millones de Pesos)		
<b>ACTIVO</b>		
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Caja y bancos	5.700,4	2.928,4
Inversiones	2.905,3	2.607,4
Cuentas por cobrar comerciales	2.696,9	3.821,8
Otras cuentas por cobrar	1.927,2	2.479,6
Inventarios	2.311,9	2.350,0
<b>Total del Activo corriente</b>	<b>15.541,7</b>	<b>14.187,1</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Otras cuentas por cobrar	610,2	533,2
Impuesto diferido	362,5	546,3
Inventarios	15,5	15,5
Propiedad, planta y equipo	40.786,4	39.541,4
Activos por derecho de uso	894,6	926,5
Activos intangibles	370,6	371,5
<b>Total del Activo no corriente</b>	<b>43.039,8</b>	<b>41.934,4</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>58.581,5</b>	<b>56.121,5</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

	31 de marzo de 2020 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)	31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup> (Moneda homogénea)
(en millones de Pesos)		
<b>PASIVO</b>		
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Deudas comerciales	2.206,1	2.308,6
Pasivos por arrendamientos	131,6	145,4
Préstamos	14.415,6	9.550,1
Remuneraciones y cargas sociales	763,1	742,2
Cargas fiscales	791,2	697,0
Otros pasivos	731,8	1.259,4
Provisiones	31,0	30,9
<b>Total del Pasivo corriente</b>	<b>19.070,2</b>	<b>14.733,5</b>
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Deudas comerciales	13,3	13,4
Pasivos por arrendamientos	803,5	833,8
Préstamos	15.676,6	17.421,5
Remuneraciones y cargas sociales	299,2	286,8
Cargas fiscales	-	-
Impuesto diferido	3.542,5	3.306,1
Otros pasivos	52,8	52,9
Provisiones	2.829,5	2.746,6
<b>Total del Pasivo no corriente</b>	<b>23.217,4</b>	<b>24.661,1</b>

<b>TOTAL DEL PASIVO</b>	<b>42.287,6</b>	<b>39.394,6</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>		
Aportes de los accionistas	2.170,8	2.170,8
Resultados acumulados	14.116,9	14.546,8
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	<b>16.287,7</b>	<b>16.717,7</b>
Participaciones no controladoras	6,2	9,2
<b>Total del Patrimonio neto</b>	<b>16.293,9</b>	<b>16.726,9</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>	<b>58.581,5</b>	<b>56.121,5</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

### 3. Estado de Cambios en el Patrimonio

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2017 <sup>(2)</sup>
	(Moneda homogénea)	(Moneda homogénea)	(Moneda homogénea)	(Moneda homogénea)
	(en millones de Pesos)			
Capital social	72,1	72,1	72,1	72,1
Ajuste de capital	1.451,6	1.451,6	918,4	918,4
Prima de emisión	490,1	490,1	318,6	318,6
Reservas	8.989,9	5.729,0	3.724,2	3.831,6
Resultados no asignados	1.365,5	3.690,6	2.399,1	2.414,2
Otros resultados integrales (ORI)	3.138,9	2.578,3	1.676,0	369,8
Participaciones no controladas	8,6	9,3	6,1	5,1
<b>Total del Patrimonio.....</b>	<b>15.516,7</b>	<b>14.020,9</b>	<b>9.114,4</b>	<b>7.929,8</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

	Período de tres meses finalizado 31 de marzo de 2020 <sup>(1)</sup>	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup>
	(Moneda homogénea)	(Moneda homogénea)
	(en millones de Pesos)	
Capital social	72,1	72,1
Ajuste de capital	1.570,4	1.570,4
Prima de emisión	528,3	528,3
Reservas	9.691,1	9.691,1
Resultados no asignados	1.069,8	1.472,0
Otros resultados integrales (ORI)	3.356,0	3.383,7
Participaciones no controladas	6,2	9,2
<b>Total del Patrimonio.....</b>	<b>16.293,9</b>	<b>16.726,9</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

#### 4. Estado de Flujo de Efectivo Consolidado

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(3)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
	(Moneda homogénea)					
(en millones de Pesos)						
Flujo de efectivo generado por (utilizado en):						
Actividades operativas	2.469,7	327,4	6.769,4	4.598,8	2.989,5	1.408,4
Actividades de inversión	(1.872,3)	(2.602,7)	(11.419,7)	(8.825,7)	(5.737,2)	(4.460,3)
Actividades de financiación	2.488,9	1.789,4	(1.850,5)	12.554,5	8.161,2	1.859,8

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

#### 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 2020 y 2019 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Al y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
<b>RATIOS FINANCIEROS SELECCIONADOS</b>					
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	0,81	1,65	0,96	1,99	1,34
Solvencia (PN / Total pasivo)	0,39	0,37	0,42	0,43	0,85
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Total activo)	0,73	0,64	0,75	0,62	0,73
Rentabilidad (Resultado neto / PN promedio)	(0,02)	(0,01)	0,09	0,04	0,04
Utilidad operativa / Ingresos por ventas y servicios	0,24	0,24	0,26	0,24	0,08

(1) Ratios calculados sobre cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Ratios calculados sobre cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Ratios calculados sobre cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Al 31 de marzo de 2020, la Compañía tenía una posición de capital de trabajo (Activo corriente menos Pasivo corriente) de Ps. 3.528 millones, lo cual genera un ratio de liquidez menor a uno.

Los mayores compromisos de corto plazo, se componen por deuda financiera y luego, en menor medida a deudas comerciales que pertenecen mayormente a rubros de CAPEX. Excepto el caso de facturas pendientes de pago por la obra del Parque Eólico San Jorge – El Mataco (aproximadamente U\$S 5 millones) el resto de los proveedores no influye en los planes operativos de la empresa para el resto del 2020. La Compañía puede continuar operando sus negocios con normalidad.

La Compañía cuenta con los fondos disponibles para cancelar sus compromisos de deuda de los próximos siete meses, no obstante considera que para afrontarlos de forma sostenible necesitará tomar nuevos préstamos con diversas entidades financieras de relación. La Compañía posee un departamento de Finanzas

Corporativas cuya función es mantener y consolidar la relación con diversos bancos e inversores locales e internacionales.

Sumado a ello, la puesta en marcha del Parque Eólico San Jorge – El Mataco, el cual generará un estimado de U\$S 50 millones de EBITDA por año y no requerirá mayores inversores luego de su puesta en marcha ocurrida en julio de 2020. Esto generará flujos suficientes para que la Compañía pueda restablecer sus índices de liquidez. Sumado a ello, el Parque Eólico del Bicentenario I y II generarán flujos por más de U\$S 25 millones durante 2020 fortaleciendo la posición de la Compañía sin requerir inversiones de capital adicionales.

### 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 2020:

	<b>31 de marzo de 2020<sup>(1)</sup></b>
	<b>(Moneda homogénea – en millones de Pesos)</b>
Préstamos:	
Préstamos corrientes <sup>(2)</sup>	10.783,9
Préstamos no corrientes <sup>(2)</sup>	15.676,6
Obligaciones Negociables	3.631,7
Préstamos totales	30.092,2
Total patrimonio neto	16.293,9
<b>Capitalización total <sup>(3)</sup></b>	<b>46.386,1</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre del período.

(3) 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		Al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(3)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
	(en millones de Pesos)					
<b>(Pérdida) / Ganancia neta</b>	(401,3)	(125,6)	1.368,0	581,4	378,0	289,6
Impuesto a las ganancias	555,2	147,1	1.699,8	962,8	625,9	122,6
Participación de empleados en utilidades	73,9	62,1	383,0	316,9	206,0	188,9
Intereses, neto	466,4	230,3	1.211,2	855,8	556,3	48,0
Depreciación de propiedad, planta y equipo	898,4	682,9	3.323,2	2.312,4	1.503,2	1.473,4
Amortización de activos intangibles	2,4	2,4	20,3	1,0	0,7	6,9
Amortización activos por derecho de uso	32,5	36,9	110,0	-	-	-
Diferencias de cambio, neto	243,8	311,5	1.156,7	1.495,0	971,8	(42,9)
Actualizaciones financieras	43,4	79,1	162,2	161,4	104,9	64,5
Otros resultados financieros, netos	306,8	38,4	410,5	334,1	217,3	39,4
Pérdida (ganancia) por deterioro (reversión) de propiedad, planta y equipo	-	-	214,3	-	-	-
Pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo	70,2	35,0	568,9	233,7	151,9	545,2
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	33,8	623,3	1.080,8	652,8	424,3	213,8
Resultado de inversiones corrientes	-	-	(1.185,1)	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado Consolidado<sup>(4)</sup>..</b>	<b>2.325,5</b>	<b>2.123,4</b>	<b>10.523,8</b>	<b>7.907,3</b>	<b>5.140,3</b>	<b>2.949,4</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(4) El EBITDA Ajustado Consolidado se calcula volviendo a sumar al resultado neto para cada ejercicio: (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) (ganancia) pérdida de (reversión) deterioro de propiedad, planta y equipo; (xi) pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo; (xii) el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda; y (xiii) el resultado de inversiones corrientes.



Los siguientes cuadros muestran una conciliación de los Préstamos Netos Consolidados con el rubro “préstamos” a las fechas indicadas:

	31 de marzo de 2020 <sup>(1)</sup>	31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup>
	(Moneda homogénea)	
	(en millones de Pesos)	
<b>Préstamos<sup>(4)</sup></b>	<b>(30.092,2)</b>	<b>(26.971,6)</b>
Préstamos corrientes	(14.415,6)	(9.550,1)
Préstamos no corrientes	(15.676,6)	(17.421,5)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>8.605,7</b>	<b>5.535,8</b>
Caja y bancos	5.700,4	2.928,4
Inversiones corrientes	2.905,3	2.607,4
<b>Préstamos Netos Consolidados</b>	<b>(21.486,5)</b>	<b>(21.435,8)</b>

	31 de diciembre de			
	2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(3)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
	(Moneda homogénea)			
	(en millones de Pesos)			
<b>Préstamos<sup>(4)</sup></b>	<b>(25.020,1)</b>	<b>(23.145,0)</b>	<b>(15.045,5)</b>	<b>(4.094,4)</b>
Préstamos corrientes	(8.859,1)	(4.173,9)	(2.713,2)	(1.126,5)
Préstamos no corrientes	(16.161,0)	(18.971,1)	(12.332,3)	(2.967,9)
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>5.135,2</b>	<b>10.718,6</b>	<b>6.967,7</b>	<b>905,2</b>
Caja y bancos	2.716,5	4.803,3	3.122,4	652,4
Inversiones corrientes	2.418,7	5.915,3	3.845,3	252,8
<b>Préstamos Netos Consolidados</b>	<b>(19.884,9)</b>	<b>(12.426,4)</b>	<b>(8.077,8)</b>	<b>(3.189,2)</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(4) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre de cada período o 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		
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>	2017 <sup>(2)</sup>
EBITDA Ajustado Consolidado <sup>(3)</sup>	10.523,8	7.907,3	2.949,4
Margen de EBITDA Ajustado Consolidado <sup>(4)</sup>	45,5%	38,3%	32,6%
Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado <sup>(5)</sup>	1,8	1,6	1,0
Ratio de Cobertura de Intereses Ajustado Consolidado <sup>(6)</sup>	7,6	9,2	85,59

(1) Ratios calculados sobre cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Ratios calculados sobre cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Los valores de esta columna no son comparables con los de las columnas anteriores por la fecha de reexpresión.

(3) El EBITDA Ajustado Consolidado se calcula volviendo a sumar al resultado neto para cada ejercicio: (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) (ganancia) pérdida de (reversión) deterioro de propiedad, planta y equipo; (xi) pozos exploratorios improductivos y estudios de suelo; (xii) el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda; y (xiii) el resultado de inversiones corrientes.

- (4) El Margen de EBITDA Ajustado Consolidado se calcula obteniendo el ratio de: (i) el EBITDA Ajustado Consolidado para el ejercicio sobre la suma de (x) los ingresos por venta de bienes, más (y) los ingresos por prestación de servicios durante ese ejercicio.
- (5) El Ratio de Préstamos Netos Consolidados sobre EBITDA Ajustado Consolidado se calcula obteniendo el ratio de: (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 obteniendo el ratio de: (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 si 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**

Adicionalmente a lo mencionado en “*Políticas de la Emisora - Política de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales*”, en relación con la emisión de las Obligaciones Negociables Clase 5 y los efectos que podría traer aparejada la pandemia COVID-19 detallados en “*Información Adicional—h) Acontecimientos Recientes—Surgimiento y propagación de la pandemia de COVID-19*”, “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones*” y en “*Antecedentes Financieros—f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” del presente Prospecto, no han ocurrido cambios significativos desde la fecha de los más estados financieros de la Sociedad por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

#### **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 aquéllos 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 95 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, la cuenta Oriental en Ecuador y el Valle Inferior de Magdalena en Colombia.
- 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 y la NIC 34. La Compañía ha definido al Peso como moneda funcional para las operaciones de cemento y petróleo y gas en Argentina, y al Dólar como moneda funcional para las operaciones en Ecuador (incluyendo a la compañía holding relacionada -Uruguay-), en Chile y para las operaciones de energías renovables en la Argentina. 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 2019.

## **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 aquellas que la Compañía tiene con Petroecuador (tal como se define más adelante) en los contratos de servicios;
- 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;
- una pandemia, como lo es la generada por el COVID-19;

- 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;
- 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.”

En diciembre de 2001, Argentina sufrió una crisis sin precedentes que paralizó virtualmente la economía del país hasta gran parte del año 2002. En respuesta a la crisis, se adoptaron, como medidas de emergencia, una serie de políticas económicas intervencionistas, que produjeron un impacto significativo adverso sobre el sector energético, entre otros. Desde la asunción del gobierno de Macri, se han eliminado los controles de divisas y se redujeron los impuestos a las importaciones y exportaciones, y se han ajustado las tarifas aplicables a generadoras, distribuidoras, y transportistas de energía. A su vez, el Gobierno de Macri ha introducido varias reformas a los fines de reducir la evasión impositiva y de alentar las inversiones mientras se sostienen los esfuerzos a mediano y largo plazo para restablecer el balance fiscal, incluyendo reducir significativamente los subsidios al consumo de energía y los ajustes a las tarifas.

El 10 de diciembre de 2019 habiendo finalizado el Gobierno de Macri, la nueva administración de Alberto Fernández ha comenzado a tomar medidas económicas cuyo resultado de mediano y largo plazo todavía es incierto sobre la economía y el sector energético.

La siguiente tabla presenta información sobre ciertos indicadores económicos de Argentina para los períodos indicados:

	Al 31 de marzo de	Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2020 <sup>(2)</sup>	2019 <sup>(2)</sup>	2018	2017
<b>Actividad Económica</b>				
Crecimiento PBI real (% variación) <sup>(1)</sup> .....	No Informado	(2,2)	(2,5)	2,7
PBI nominal <sup>(1)</sup> (mil millones de Pesos).....	No Informado	692,0	707,3	725,3
IPC Inflación <sup>(1)</sup> (% variación interanual).....	48,4	53,8	47,6	24,8
Tasa de desempleo (% variación).....	No Informado	8,9	9,1	7,2
Tipo de cambio nominal <sup>(3)</sup> (en Ps./US\$ al cierre del período) .....	64,4	59,8	37,8	16,5

(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 marzo 2020, según los datos del Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”) llevada adelante por el Banco Central de la República Argentina, la inflación promedio esperada para el 2020 era de 39,3%, el tipo de cambio nominal al cierre del período era de 83,1 pesos por dólar y la variación del PBI estimada era de (4,6%).

### **Producto Bruto Interno**

Durante 2017, el PBI de Argentina aumentó un 2,7%. Este aumento se debe principalmente a (i) un aumento del 12,2% en inversiones en equipos durables, (ii) un aumento del 3,9% en el consumo privado, (iii) un incremento del 2,7% en el consumo público y (iv) un aumento del 1,7% en las exportaciones. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un incremento del 15,3% en las importaciones en el mismo período

En 2018, el PBI de Argentina experimentó una fuerte contracción de 2,5% explicado por una caída de la demanda global de 3,0%, de las cuales la formación bruta de capital fijo fue de 5,6%, acompañado por caídas en el consumo privado y público de 2,3% y 3,3% respectivamente.

Este deterioro del PBI continuó durante el 2019, en donde a pesar de las caídas de las importaciones en 18,7%, se contrajeron el consumo privado en 6,4% y la formación de capital fijo en 15,9%.

A la fecha de este Prospecto, Argentina tiene importantes retos por delante, entre ellos, la necesidad de estabilizar su mercado de cambios, reducir la inflación y mejorar los índices de desocupación. Estas circunstancias imponen difíciles desafíos para el nuevo gobierno y el crecimiento de largo plazo del país. Además, las circunstancias se ven agravadas por la influencia del COVID-19 en la economía.

A la fecha de este Prospecto, si bien el país no posee una alta cantidad de infectados por dicho virus en comparación con los países de la región, la disposición gubernamental de instaurar un aislamiento social, preventivo y obligatorio generó un fuerte impacto en la economía argentina. Las afectaciones del consumo y la inversión por ahora no fueron medidas, no obstante el resultado de la encuesta “Relevamiento de Expectativas de Mercado” dirigida por el BCRA, realizada en el mes de abril, sugiere una caída interanual de -7,4% para el año 2020.

### **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 2016, 2017 y 2018, el INDEC publicó índices de inflación de: 41,0%, 24,8%, y 47,6% respectivamente. Acorde a la última información presentada por dicho organismo, el índice de inflación para el año 2019 fue de 53,8%.

Debido a los altos niveles de inflación entre el período 2015 a 2018, y acorde a la NIC N° 29 de Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias emitida por el Comité de Normas Internacionales de Contabilidad (las "NIC 29"), a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 los estados contables de la Compañía reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda mediante la aplicación del método de expresión en moneda constante establecido en dicha norma. Ver "Presentación de Información Contable".

### **Fluctuaciones del tipo de cambio**

La devaluación del Peso respecto al Dólar totalizó un 18,4% en 2017, un 129,0% en 2018 y un 58,2% en 2019. Al 31 de marzo de 2020, el tipo de cambio nominal era Ps. 64,4 por Dólar.

Al 31 de marzo de 2020, la Compañía no tenía instrumentos derivados para cubrir su exposición al tipo de cambio. No obstante, la compañía considera que no son necesarios, ya que la mayor parte de sus ventas se encuentran basadas en precio dolarizados.

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 un monto significativo de los ingresos de la Compañía está denominado en Dólares, 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 es 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. El objetivo de dicha acción es 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. No obstante ello, en el marco de las negociaciones de reestructuración de la deuda, el 5 de abril de 2020 el Gobierno Nacional dictó Decreto 346, que entre otras cuestiones, (i) prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 el Decreto N° 668/2019 con el fin de ejecutar las acciones secuenciales que permitan alcanzar la sostenibilidad de la deuda pública de manera integral; (ii) difirió los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares bajo ley de la Argentina hasta el 31 de diciembre de 2020 o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública; (iii) exceptuó del diferimiento dispuesto a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justificarían la razonabilidad de tales excepciones, estableciendo que los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de algunos de los títulos exceptuados del diferimiento serán reemplazados, a la fecha de su vencimiento, por nuevos títulos públicos cuyas condiciones serán definidas, en conjunto, por la Secretaría de Finanzas y la Secretaría de Hacienda, ambas dependientes del Ministerio de Economía; y (iv) autorizó al Ministerio de Economía a efectuar las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de los títulos cuyos pagos se difieren.

Asimismo, con fecha 12 de febrero de 2020, por medio del Decreto N° 141/2020, el Gobierno Argentino dispuso, como regla general y sujeto a ciertas excepciones, que el pago de la amortización correspondiente a los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" (ISIN ARARGE320622) sea postergado en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo el devengamiento de los intereses, y sin perjuicio de que dicha postergación no interrumpa el pago de los intereses devengados de acuerdo a los términos y condiciones originales. La Compañía no posee exposición significativa directa ni indirecta a los bonos comprendidos en el diferimiento de pagos de interés y capital.

En este sentido, el 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó el Canje con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Argentino propuso efectuar un canje de diferentes Bonos Elegibles por Nuevos Bonos que serán emitidos por el Gobierno Argentino bajo el acuerdo de fideicomiso celebrado en 2016.

El Canje estaba originalmente abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020 a las 5:00 p.m. (hora de Nueva York), durante el cual los acreedores podrían manifestar su consentimiento o rechazo a la propuesta del Gobierno Argentino de sustituir los Bonos Elegibles por los Nuevos Bonos, y, en caso de aceptación, elegir por cuál de los Nuevos Bonos canjear los Bonos Elegibles de su titularidad mediante el envío de órdenes (*Tender Orders*). En el transcurso de las negociaciones con los acreedores, el período de canje fue prorrogado en sucesivas oportunidades hasta que, luego de haber cerrado un acuerdo con los tres grupos más importantes de bonistas, con fecha 4 de agosto se oficializó la extensión del plazo para el canje de deuda hasta el 24 de agosto de 2020. El 16 de agosto de 2020, a través del Decreto 676/2020, el gobierno argentino aprobó la segunda enmienda a suplemento de prospecto presentado ante la SEC el 21 de abril de 2020, y autorizó la emisión de nuevos bonos por hasta U\$S66.137 millones, en los términos anunciados a través del Decreto N°582/2020. Al mismo tiempo, el 8 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N° 27.556 sobre la reestructuración de la deuda pública instrumentada en títulos públicos denominados en dólares estadounidenses y emitidos bajo ley argentina, mediante una operación de canje. Luego, el 18 de agosto de 2020 y a través de la Resolución N°381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración, cuyo procedimiento fuera detallado en la Ley N°27.556, la que se encontrará vigente hasta el 15 de septiembre de 2020. A la fecha del presente Prospecto, si bien se ha logrado un considerable avance en las negociaciones del Canje y para reestructurar su deuda pública externa, aún existe incertidumbre respecto a si el gobierno argentino tendrá éxito en la renegociación de la deuda con el FMI.

## 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		
	2019	2018	2017
<b>Actividad Económica</b> <sup>(1)</sup>			
Crecimiento PBI real (% variación) .....	0,1	1,3	2,4
PBI nominal (millones de dólares) .....	107.435,7	107.562,0	104.295,9
Inflación (% variación interanual) .....	0,2	(0,2)	0,4
Tasa de desempleo <sup>(2)</sup> (% variación) .....	3,8	3,7	4,6

(1) Informado por el Banco Central de Ecuador - Marzo 2020.

(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 US\$ 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 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, la economía del país tomó un sendero de crecimiento los últimos tres años, mayormente derivado al crecimiento de las actividades de agricultura y pesca de camarón, que compensan caídas en la actividad de petróleo y minas y refinación de petróleo. También se han evidenciado crecimientos 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 firma 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 US\$ 483 millones. Según un reporte del Banco Central de Ecuador, la economía ecuatoriana decreció 0,1% en el tercer trimestre del año 2019 y se espera que los resultados de fin de año deriven en un diagnóstico de recesión técnica por resultados negativos en dos trimestres consecutivos.

Para 2020, las previsiones económicas muestran un estancamiento de la economía con niveles de crecimiento del PBI entre el 0 y el 0,5% y, consecuentemente, la economía ecuatoriana continuará frágil ante shocks exógenos y su necesidad de liquidez. Los desafíos que se deben afrontar son el financiamiento del déficit fiscal, la renegociación de los vencimientos de deuda y el desarrollo de las reformas monetarias, laborales y financieras acordadas con el FMI. Existen dudas de la fortaleza política del gobierno ecuatoriano para ejecutar todas estas reformas.

Se prevé que el año 2020 estará marcado, en su segundo semestre, por la campaña electoral ante las elecciones de 2021. Esto en un marco en el que la contracción de la economía y el ajuste han generado el deterioro de varios indicadores sociales, tales como el aumento del desempleo al 4,9%, el incremento de la pobreza al 24% y la disminución del ingreso laboral promedio, factores que pueden desencadenar en mayores protestas y movimientos sociales durante el curso de este año.

Sumado a esto,

### **Inflación**

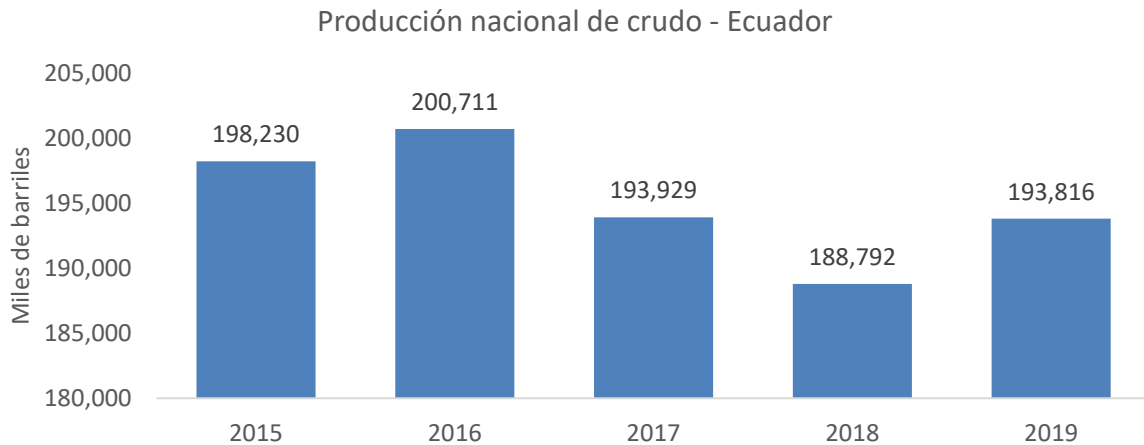
Dada la dolarización de la economía, el país no está sometido a presiones inflacionarias. En 2017 el país experimentó una inflación de 0,4%, mientras que en 2018 la deflación fue de 0,2%. Las variaciones del índice de precios al consumidor están fuertemente asociadas a la dolarización del país.

La inflación anual 2019 alcanzó el 0,27% y se debió mayormente a incrementos en el rubro transporte y bebidas.



## 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 2015, el país ha producido un promedio de 195,096 miles de barriles por año, con una producción promedio diaria de 534 miles de barriles. En estas producciones, la participación privada es de alrededor del 21,7%, y el resto es por producciones de empresas nacionales (Petroamazonas y Petroecuador).



Fuente: Banco Central del Ecuador según datos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, EP Petroecuador y Petroamazonas EP.

El 10 de abril de 2020, el Gobierno de Ecuador informó una baja considerable de su producción a raíz de una rotura de oleoductos del SOTE generada por un hundimiento de la tierra en el sector de San Rafael. Estos oleoductos transportan la producción de la Compañía.

A la fecha del prospecto, el equipo técnico de EP Petroecuador concluyó las reparaciones necesarias para restablecer el servicio de transporte de la producción.

### ***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.

Desde fines de 2018 a la actualidad, el precio del crudo se define mediante la fórmula de tipo “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:



### 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 y al hecho de que los precios del gas en el mercado regulado argentino han sido históricamente más bajos que los del mercado desregulado, el precio de venta promedio del gas natural siempre ha sido menor durante los meses de invierno, cuando la demanda de gas natural aumenta y el volumen entregado al mercado regulado local también se incrementa, dando lugar así a mayores volúmenes vendidos a precios inferiores. Salvo por los precios establecidos bajo contratos de suministro de gas a largo plazo, el precio desregulado de gas también está sujeto a esta dinámica, dado que los aumentos se registran durante el período de invierno y las reducciones durante el período de verano, dado que los productores tienen menos “excedente” para vender en el mercado desregulado. Los importantes aumentos registrados recientemente en los precios del gas natural del mercado regulado, en especial en los mercados residenciales y de generación de energía, pueden afectar la estacionalidad de los precios de gas promedio.

### 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 para cada uno de los ejercicios.

	<b>Al 31 de marzo de</b>	<b>Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de</b>		
	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
		(en Dólares por barril de petróleo)		
El Medanito <sup>(1)</sup>	39,8	52,7	64,6	57,27
Jagüel de los Machos <sup>(1)</sup>	38,3	53,1	64,4	57,01
25 de Mayo-Medanito SE <sup>(1)</sup>	44,3	53,0	64,4	60,51
El Sosneado <sup>(1)</sup>	44,3	46,3	58,4	49,9
Precio ICE Brent 1ª Línea promedio	51,0	64,2	71,8	54,8

(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 para cada uno de los ejercicios. Se muestra el precio de El Medanito, por ser el más representativo.

	<b>Al 31 de marzo de</b>	<b>Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de</b>		
	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
		(en Dólares por MMBtu)		
Precio de venta promedio del gas natural (MMBtu)	2,14	2,87	4,55	4,0

### 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 por barril

("PVPP") sea igual o menor a US\$25/barril, (ii) cuando el PVPP fuere mayor a 25 US\$/barril y menor o igual a 100 US\$/barril, PCR recibirá un 60% sobre el excedente de 25 US\$/barril y hasta 100 US\$/barril; y (iii) cuando el PVPP fuera mayor a 100US\$/barril, la retribución de PCR sobre el excedente de 100 US\$/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. 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.

En vista de la prórroga del plazo de la concesión El Medanito hasta junio de 2026, la Compañía tiene planificado efectuar inversiones intensivas en la perforación de pozos nuevos en esta área. En El Medanito, la Compañía tiene un programa de perforación de 121 pozos de reservas probadas, 58 pozos de reservas probables y 20 pozos de reservas posibles. Además del plan de perforación, la Compañía está considerando la implementación de una prueba piloto de recuperación secundaria. Si los resultados de las pruebas son exitosos, la producción prevista y, por lo tanto, las reservas podrían aumentar sustancialmente. A la fecha de este Prospecto, en El Medanito la Compañía perforó un total de 7 pozos en 2016, 32 pozos en 2017, 8 pozos en 2018 y 20 pozos en 2019.

Durante el año 2019 se perforaron 5 pozos en el área Jagüel de los Machos y 5 pozos en el área 25 de Mayo—El Medanito SE.

Durante los años 2016, 2017, 2018 y 2019 no se efectuaron perforaciones en Gobernador Ayala V.

#### *Actividad en la Provincia de Mendoza, Argentina*

En el área de El Sosneado la Compañía perforó 4 pozos en 2017, 1 pozo adicional en 2018 y 5 pozos en 2019. A medida que avancen las actividades de perforación, la Compañía podrá sumar nuevas reservas y contar con una cantidad creciente de reservas probadas.

La Compañía también está obligada a pagar regalías mensuales a la provincia de Mendoza por su producción en el área El Sosneado. El canon mensual de regalías es del 12% del volumen de la producción de petróleo crudo y gas natural para el mes relevante, basado en el valor de la producción boca de pozo de petróleo y el valor de los volúmenes de gas natural vendidos. 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, más el 4% del volumen de petróleo crudo y la producción de gas para el mes relevante en concepto de canon extraordinario (de acuerdo con lo acordado al negociar la prórroga de la concesión), sobre el valor boca de pozo de petróleo y los volúmenes de gas natural vendidos. 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.*"

#### **Operación en Ecuador**

##### *Tarifas por Contratos de Exploración y Explotación*

En 1999, a través de su subsidiaria Petroriva, y en asociación con Petrolamerec y Fosforocomp, la Compañía celebró contratos de exploración y explotación con Empresa Estatal de Petróleos de Ecuador ("**Petroecuador**"), una entidad controlada por el Gobierno ecuatoriano, para la operación de dos yacimientos de petróleo denominados Palanda Yuca Sur y Pindo, situados en el este de Ecuador, en la cuenca Oriental del Amazonas. En virtud de los contratos para la producción de petróleo crudo y exploración adicional de petróleo y gas, el Consorcio Petrosud-Petroriva tenía derecho a parte de la producción bruta de cada una de dichas áreas si la

producción superaba el nivel de producción básico. El nivel de producción básico fue calculado en base al nivel de producción de cada área, antes de la suscripción de los contratos

El 1° de julio de 2010, las partes del Consorcio Petrosud–Petroriva formaron el “Consorcio Palanda Yuca Sur” para actuar como operador exclusivo del Campo Marginal Palanda–Yuca Sur.

El 22 de enero de 2011, los miembros del Consorcio Petrosud-Petroriva, el Consorcio Palanda Yuca Sur y la SHEC modificaron los contratos con respecto a los servicios de exploración y explotación de petróleo en cada uno de los campos marginales. Las modificaciones reemplazaron el esquema mixto anterior de un “acuerdo contractual de servicios” y establecieron que cada consorcio tiene derecho a recibir una tarifa fija por cada barril de petróleo producido y debidamente entregado, que asciende a US\$28,50/barril para el área Pindo y a US\$31,90/barril para el área Palanda Yuca Sur. Asimismo, las partes acordaron un ajuste anual de hasta el 50% de las tarifas anteriores de acuerdo con una fórmula de ajuste para reflejar los efectos de la inflación sobre los costos operativos asumiendo, a los fines de dicho ajuste, una variación del 17,5% en el indicador estadounidense de los precios del petróleo y gas (*Support Activities for Oil and Gas Operations*) y una variación del 32,5% en el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos.

El 25 de octubre de 2013, la subsidiaria de la Compañía, Dutmy, adquirió el 100% de las acciones de Petrolamerec y Fosforocomp. Estas dos empresas son titulares del 60% de la participación de los contratos de servicios para la explotación y producción de petróleo y gas en las áreas Pindo y Palanda-Yuca Sur en Ecuador. El 40% restante de la participación en dichos contratos de servicio la posee Petroriva, la subsidiaria de la Compañía sobre la que la Compañía tiene la titularidad del 99,99% de las acciones. Luego de la obtención de todas las autorizaciones y aprobaciones gubernamentales, el 6 de enero de 2014, la Compañía se convirtió en la titular indirecta (a través de las subsidiarias Dutmy y Petroriva) del 100% de la participación en los contratos de servicio de Pindo y Palanda Yuca Sur para la exploración y producción del petróleo y el gas.

A fines de 2016 se logró la extensión del contrato de servicios del campo Pindo hasta el 31 de diciembre de 2027. Se obtuvo la prórroga del contrato de servicios del yacimiento Palanda Yuca Sur hasta el 31 de diciembre de 2025 mediante la tercera modificación.

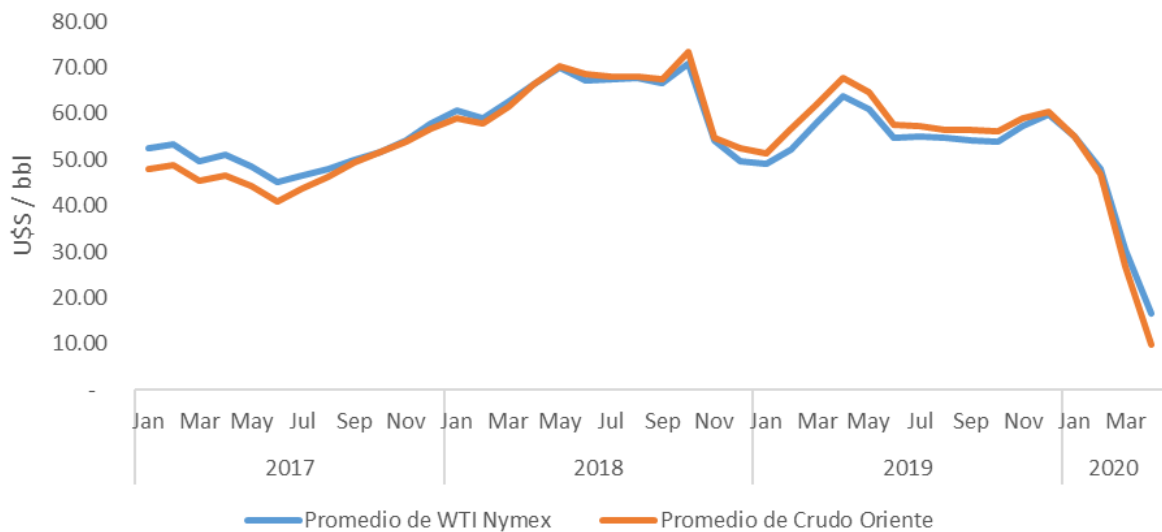
Posteriormente, en septiembre 2018 el gobierno de Ecuador decidió realizar la licitación Bloques XII Ronda Petrolera Intracampos, en donde licitó 8 bloques en un área con suficiente infraestructura para la actividad petrolera. La Compañía, a través de su subsidiaria Petrolamerec S.A., participó de la licitación y fue adjudicada de dos áreas: Arazá Este y Sahino. La licitación se basó en un sistema de calificación a partir de precios y propuestas de actividades de exploración y explotación de dichas áreas.

Para estas nuevas áreas, la compañía evalúa planes de inversión en exploración de aproximadamente US\$ 46 millones, a realizar a partir del año 2020 en adelante, con el objetivo de identificar potenciales reservas de hasta 35 millones de barriles de crudo.

#### *Ventas de Petróleo en Ecuador*

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.

## Evolución de Precios - WTI / Crudo Oriente



Respecto de los ingresos de la Compañía, los mismos 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 realizarán 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 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. Los socios del Consorcio Petrosud-Petroriva y del Consorcio Palanda Yuca Sur acordaron con la SHEc 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. Para más información, véase “*Información sobre la Emisora - Áreas de Ecuador*”.

En Ecuador, conforme a los contratos de servicios de las áreas 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.

	3 meses finalizados el 31 de marzo	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
		2019	2018	2017
		2020	(en Dólares por Bbl)	
Pindo	30,19	30,07	29,77	29,51
Palanda Yuca Sur	33,79	33,65	33,32	32,03
Sami	42,93	42,76	42,33	41,96

En relación con sus operaciones en Ecuador, la Compañía realizó la perforación de tres pozos (Pindo-25, Sami 3 y Sami 4) en el área de Palanda Yuca Sur. La Compañía también analizará cualquier área que pueda ser puesta a disposición por el gobierno ecuatoriano o por terceros. En el área de Palanda Yuca Sur no se efectuaron perforaciones durante los ejercicios 2015, 2016, 2017 y 2018.

En los meses de marzo y abril del 2020, el precio promedio del crudo oriente fue de US\$25,58 y US\$16,71 por barril, respectivamente, lo que ocasionó una acumulación de ingresos, por la aplicación de la cláusula décima quinta del contrato relacionado con el ingreso disponible, en marzo del 2020 de US\$1,7 millones y en abril del 2020 de US\$559 mil, para el Bloque Pindo y de US\$1,5 millones y US\$468 mil para el Bloque Palanda Yuca Sur, respectivamente. Hasta la fecha de emisión de este Prospecto, la Administración de Ecuador del Consorcio ha activado sus planes de continuidad de negocio con las siguientes medidas: (i) aplazar la completación de 2 pozos de desarrollo perforados en los meses de febrero y marzo del año 2020 (Pindo 10 y Pindo 28) hasta que los precios del petróleo permitan realizar la completación; (ii) solicitar la postergación para el año 2021 de las inversiones comprometidas contractualmente para el año 2020, amparados en la Resolución MERNNR-2020-0009-RM emitida por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador, el 28 de abril del 2020; (iii) optimizar los costos de extracción, así como los gastos generales; (iv) diferir a 24 meses el 80% del pago de impuesto a la renta y solicitar el diferimiento del pago del 12% de participación a trabajadores; así como negociar con los principales proveedores descuentos y facilidades de pago; (v) entre otros.

### Operaciones en Colombia

El 28 de diciembre de 2017, la subsidiaria Dutmy adquirió de Petróleos Sud Americanos S.A. una participación del 35% bajo un acuerdo de producción de petróleo y gas en el área El Difícil en la República de Colombia, así como en otros activos asociados con la operación, incluyendo una planta de tratamiento de gas. A la fecha de este Prospecto, en esta área, la Compañía ha efectuado inversiones por más de US\$20 millones, habiendo realizado trabajos de perforación y exploración.

A principios de 2020, la Compañía concluyó las obras de los pozos exploratorios en Colombia sin obtener resultados positivos significativos. El cargo a resultados por gastos de exploración improductivos ascendió a Ps.503,1 millones al 31 de diciembre de 2019 y Ps.67,5 millones al 31 de marzo de 2020

### Tendencias relacionadas con el Negocio de Energía Renovable de la Compañía

En 2015, debido a la falta de inversiones en el sector de generación de energía eléctrica en los últimos años, las nuevas reglamentaciones vigentes y las perspectivas de crecimiento del PBI en Argentina, la Compañía decidió aventurarse a invertir en energías renovables para aprovechar las oportunidades de crecimiento, no solo a través de la venta de energía a CAMMESA bajo contratos a 20 años, sino también mediante la celebración de contratos con empresas privadas, con arreglo a la Ley N° 27.191. Así pues, la Compañía creó una nueva unidad de negocios para participar en el sector de energías renovables.

El 31 de octubre de 2016, el MEyM, por Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa Renovar, como continuación de la Ronda 1. El 25 de noviembre de 2016, el MEyM finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por Resolución N° 281/16, adjudicó proyectos por una capacidad de 1.281,5 MW, a un precio promedio de US\$ 53,98 por MWh, incluidos diez proyectos de energía eólica y 20 proyectos de energía solar. La subsidiaria de la Compañía, Parque Eólico del Bicentenario S.A., resultó adjudicataria de una capacidad de generación de 100 MW situada en Jaramillo, Provincia de Santa Cruz. La Compañía expandió este parque eólico representando un aumento de capacidad de generación de 25MW a través de la instalación de siete turbinas eólicas en la misma ubicación, a fin de abastecer la demanda de energía de los Grandes y Medianos Consumidores.

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del Programa Renovar, el MEyM lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 por Resolución N° 275/17 y adjudicó proyectos por una capacidad de generación de energía renovable de 2.043 MW. La Compañía presentó ofertas para la Ronda 2 del Programa Renovar en octubre y diciembre de 2017, resultó adjudicataria bajo el Programa Renovar Ronda 2 de dos proyectos de energía eólica (Parque Eólico El Mataco y Parque Eólico San Jorge) en la Provincia de Buenos Aires con una capacidad de generación de energía de 100MW cada uno, el Parque Eólico El Mataco y el Parque Eólico San Jorge.

La Compañía considera que ostenta una ventaja respecto a otras empresas que tercerizan la construcción de sus parques eólicos, ya que puede reducir los costos de sus proyectos y supervisar el cumplimiento de los plazos establecidos. La Compañía tiene experiencia demostrada en construcción, incluidas dos plantas cementaras ubicadas en Comodoro Rivadavia y Pico Truncado, y el Parque Eólico del Bicentenario I junto con su extensión, el Parque Eólico del Bicentenario II, obras que no fueron tercerizadas a empresas constructoras.

Las obras del Parque Eólico Mataco y del Parque Eólico San Jorge también estuvieron bajo la dirección de su equipo directivo y a la fecha del presente Prospecto el parque ya posee la habilitación comercial desde julio de 2020 y se ha comenzado a percibir el precio establecido en el contrato PPA.

A continuación, se expone un cuadro resumen de los proyectos de generación de energía renovable de la Compañía:

	Bicentenario - PEBSA I	Bicentenario - PEBSA II	El Mataco	San Jorge
# de Generadores	28	7	27	24
WTG's	Vestas 3.6MW	Vestas 3.6MW	Vestas 3.8MW	Vestas 4.2MW
Capacidad	100 MW	25 MW	100 MW	100 MW
CoD Mandatorio	1Q 2019	n/a	1Q 2021	1Q 2021
Precio	USD 49.50	n/a	USD 40.27	USD 40.27
Off-taker	CAMMESA	Acindar/PCR	CAMMESA	CAMMESA
Programa	Renovar 1.5	MATER	Renovar 2.0	
PPA – plazo	20 años / 2039	15 años / 2034	20 años / 2040	20 años / 2040
Inversión Total (excluyendo IVA)	USD 128m	USD 22m	USD 250m	

#### ***Tendencias relacionadas con el Negocio de Cemento de la Compañía***

El consumo de cemento está fuertemente relacionado con los niveles de actividad económica, dado que un aumento en el PBI generalmente se relaciona directamente con un aumento en la industria de la construcción, y, en consecuencia, un aumento en la demanda y producción de cemento.

Si bien la demanda de cemento creció de manera significativa durante el año 2017, el incremento no se vio reflejado en la Patagonia Argentina, que ha sido afectada por precios más bajos del petróleo y la mala situación fiscal de municipios locales. Sin embargo, las inversiones en parques eólicos en la región, la actividad minera, y el comienzo de la construcción de dos represas hidroeléctricas sobre el río Santa Cruz generan buenas perspectivas de ventas de cemento. La Compañía también exporta cemento a las regiones XI y XII del sur de Chile.



No obstante lo antedicho, la cuarentena decretada por el Gobierno para prevenir el contagio del COVID-19 ha generado fuertes caídas en las ventas de la Compañía que a la fecha del prospecto no ha modificado sus operaciones en ambas plantas y se encuentra disponible para continuar vendiendo sus productos, aprovechando además sus inventarios de medios en proceso.

#### *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.

#### *Costo de ventas del cemento*

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.

#### ***Impacto de la pandemia COVID-19 en los negocios de la Compañía y la dinámica de los precios internacionales de crudo***

A la fecha del presente Prospecto, la caída de los precios internacionales de crudo ha implicado un impacto considerable en detrimento del giro de negocios de la Compañía, esto fue generado por el impacto generado por la pandemia COVID-19.

Para mayor información, referirse a la Nota 8 de los estados financieros consolidados al 31 de marzo de 2020, o bien véase a la sección "*Información Adicional—h) Acontecimientos Recientes—Surgimiento y propagación de la pandemia de COVID-19*" del presente Prospecto.

### **Resultado de las Operaciones**

#### ***Resumen de Resultados***

A continuación, en la tabla se encuentra un resumen de la información financiera consolidada seleccionada en relación con el siguiente análisis de los resultados de las operaciones de la Compañía.

Al leer la comparación de cifras 2017 en relación con las del año 2018, debe tenerse en cuenta que no resultan comparables con las explicadas en la sección de comparación de cifras del año 2018 en relación con las del año 2019, pues las cifras de cada una de ambas secciones mencionadas está expresada en moneda de diferente poder adquisitivo. Las fechas de las monedas de reexpresión están indicadas a la nota al pie de cada tabla correspondiente.

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(3)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
	<b>(Moneda homogénea)</b>					
	<b>(en millones de Pesos)</b>					
<b>Ingresos por ventas por segmento</b>						
Petróleo y Gas Argentina .....	2.314,3	3.057,6	11.463,2	12.150,5	7.898,5	5.046,6
Petróleo Ecuador .....	1.033,8	1.050,8	4.829,1	4.404,9	2.863,4	1.749,8
Petróleo y Gas Colombia .....	106,4	125,9	563,0	421,5	274,0	-
Cemento .....	1.145,1	1.524,8	4.471,9	4.454,8	2.895,9	2.789,2
Bloques de Cemento y Morteros Secos .....	50,4	57,0	231,3	187,3	121,8	136,4
Energías Renovables .....	687,0	81,9	1.589,8	-	-	-
Ajustes por Consolidación <sup>(4)</sup>	(28,0)	(371,1)	(33,1)	(952,5)	(619,2)	(664,9)
<b>Costo de ventas y servicios</b>	<b>(3.426,7)</b>	<b>(3.704,5)</b>	<b>(14.815,9)</b>	<b>(14.636,7)</b>	<b>(9.514,7)</b>	<b>(7.029,3)</b>
<b>Ganancia bruta</b>	<b>1.882,3</b>	<b>1.822,2</b>	<b>8.299,2</b>	<b>6.029,7</b>	<b>3.919,6</b>	<b>2.027,7</b>
Gastos de comercialización .....	(211,9)	(242,5)	(935,3)	(807,7)	(525,1)	(468,3)
Gastos de exploración .....	(73,7)	(35,8)	(600,9)	(250,3)	(162,7)	(544,3)
Gastos de administración .....	(209,9)	(163,1)	(751,7)	(785,2)	(510,4)	(408,1)
Ganancia (pérdida) por desafectación (deterioro) de propiedad, planta y equipo .....	-	-	(214,3)	-	-	-
Otros ingresos, neto .....	(138,8)	(76,7)	106,9	856,9	557,0	129,4
Otros egresos – capacidad ociosa .....	-	-	-	-	-	(1,3)
<b>Ganancia operativa</b>	<b>1.248,0</b>	<b>1.304,1</b>	<b>5.903,9</b>	<b>5.043,2</b>	<b>3.278,4</b>	<b>735,1</b>
Resultados financieros, netos .....	(1.094,1)	(1.282,5)	(2.836,2)	(3.499,0)	(2.274,6)	(322,8)
Impuesto a las ganancias .....	(555,2)	(147,1)	(1.699,8)	(962,8)	(625,9)	(122,6)
<b>Resultado neto</b> .....	<b>(401,3)</b>	<b>(125,6)</b>	<b>1.368,0</b>	<b>581,4</b>	<b>378,0</b>	<b>289,6</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo 2020.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(4) 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;
- *Petróleo y gas (Colombia)*: Incluye la exploración, producción y venta de petróleo crudo y gas en Colombia.
- *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 2020 en comparación con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo 2019 (Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020)***

***Ingresos por ventas de bienes y prestación de servicios***

Los ingresos por venta de bienes y prestación de servicios disminuyeron Ps.217,7 millones o 3,9%, a Ps.5.309,0 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con Ps.5.526,7 millones para el mismo período de 2019. Esta disminución se explica principalmente por una caída del 18,2% o Ps.797,3 en los ingresos por ventas de bienes del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 respecto al mismo período de 2019 y un aumento de Ps.605,1 millones o 738,8% en los ingresos por generación de energía del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con el mismo período de 2019.

***Ingresos por Ventas de Bienes***

Los ingresos por ventas de bienes disminuyeron un 18,2%, o Ps.797,3 millones, a Ps.3.572,9 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con Ps.4.370,2 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Esta disminución se debió principalmente a una disminución en los ingresos por ventas de Petróleo de 26,8% o Ps.747,5 millones por la caída de los precios internacionales del crudo durante el primer trimestre de 2020 y una disminución en los ingresos por venta de cemento del 11,4% o Ps.141,9 millones como consecuencia de una caída en la demanda durante el mes de marzo 2020 producto de la cuarentena obligatoria establecida por el gobierno argentino frente a la pandemia de Covid-19.

***Ventas de Petróleo y Gas en Argentina***

Los ingresos de la Compañía en el segmento del negocio de petróleo y gas en Argentina disminuyeron un 24,3%, o Ps.743,3 millones, a Ps.2.314,3 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps.3.057,6 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Las ventas disminuyeron debido a una variación del tipo de cambio promedio USD/ARS del 57,5% entre ambos períodos, lo cual incrementó en pesos las ventas denominadas en dólares, compensado por una caída del precio de realización del crudo de 30,3% y del gas en 44,0%. Sumado a ello la inflación entre períodos de 48,4% influyó en la reexpresión de los resultados del período anterior.

***Ventas de Petróleo y Gas Colombia***

Los ingresos de la Compañía derivados de las ventas de bienes en el segmento del negocio de petróleo y gas en Colombia disminuyeron un 15,5%, o Ps. 19,5 millones, a Ps.106,4 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps.125,9 millones para el mismo período de 2019.

***Ventas de Cemento***

Los ingresos por ventas a terceros de bienes en el segmento de negocios de cemento disminuyeron 11,4% o Ps. 141,9 millones, a Ps. 1.099,6 millones, para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps.1.241,5 millones para el mismo período de 2019. Esta disminución se debió principalmente a una disminución aproximada del 16,8% en las cantidades demandadas durante el primer trimestre de 2020.

***Bloques de Cemento y Morteros Secos***

Los ingresos por ventas de bienes en el segmento de bloques de cemento y morteros secos disminuyeron un 11,6%, o Ps.6,6 millones, a Ps.50,4 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps.57,0 millones para para el mismo período de 2019. Esta disminución obedeció principalmente a caídas en la demanda de mampuestos (-24,6%), y morteros secos (-15,40%).

***Ingresos por Prestación de servicios***

Los ingresos por prestación de servicios disminuyeron un 2,4%, o Ps.25,5 millones, a Ps.1.049,1 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparado con Ps.1.074,6 millones para el mismo período de 2019. Esta disminución se debió principalmente a una caída en los ingresos por prestación de servicios en el segmento petróleo Ecuador del 1,6% o Ps.17,0 millones.

#### ***Ingresos por generación de energía***

Los ingresos por venta por generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron un 738,8% o Ps.605,1 millones debido a la puesta en funcionamiento de los parques eólicos PEBSA I y PEBSA II a partir de marzo 2019. Asimismo, durante el último trimestre 2019 comenzaron a funcionar parcialmente los parques El Mataco y San Jorge, los cuales obtuvieron habilitación comercial en julio de 2020.

#### ***Costo de Ventas y Servicios***

El costo de ventas y servicios disminuyó un 7,5%, o Ps.277,8 millones, de Ps.3.704,5 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 a Ps.3.426,7 millones para el mismo período de 2020. Esta disminución se debió principalmente a una disminución de: (i) Ps.170,9 millones o 67,6% en fletes de materiales y productos terminados; (ii) Ps. 160,9 millones o 23,4% en regalías; (iii) Ps.142,1 millones o 46,9% en consumo de energía; (iv) Ps.74,6 millones o 23,7% en mantenimiento de maquinarias y otros bienes; y (v) Ps.50,8 o 15,4% de sueldos y jornales; parcialmente compensado por un aumento de Ps.210,7 o 31,2% en el cargo por depreciaciones de propiedad, planta y equipo.

#### ***Ganancia Bruta***

La ganancia bruta de la Compañía aumentó levemente un 3,3%, o Ps.60,1 millones, a Ps. 1.882,3 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps. 1.822,2 millones para el mismo período de 2019. La ganancia bruta al 31 de marzo de 2020 representó el 35,5% de los ingresos totales, en tanto la ganancia bruta al 31 de marzo de 2019 representó el 33,0% de los ingresos totales. La variación en los componentes de la ganancia bruta se explica en los párrafos anteriores.

#### ***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 disminuyeron un 12,6%, o Ps. 30,6 millones, a Ps.211,9 millones para período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps.242,5 millones para el mismo período de 2019. Esta caída se debió principalmente a una disminución en el cargo por impuesto a los ingresos brutos y otras tasas y contribuciones Ps. 28,0 millones.

#### ***Gastos de Exploración***

Los costos de perforación de los pozos exploratorios y los pozos de prueba estratigráfica se capitalizan hasta que se determine si existen reservas probadas que puedan justificar su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, dichos costos de perforación se cargan como resultados.

Los gastos de exploración aumentaron un 105,9% o Ps. 37,9 millones, a Ps. 73,7 millones para período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 35,82 millones para el mismo período de 2019. Esta disminución se debe principalmente a mayores gastos de exploración improductiva en Colombia.

#### ***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) depreciación de propiedad, planta y equipo, entre otros. En el período de tres meses finalizado el 31 de marzo

de 2020, los gastos de administración aumentaron un 28,7%, o Ps.46,8 millones a Ps.209,9 millones en comparación con Ps.163,1 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Las remuneraciones pagadas a los directores y a los miembros de la Comisión Fiscalizadora aumentaron Ps. 13,3 millones o 90,8% durante 2020. Asimismo, los impuestos, tasas y contribuciones aumentaron Ps.10,0 millones o 233,0% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 debido a una contribución anual adicional a los ingresos extraordinarios establecida por el gobierno de Ecuador para los ejercicios 2020 a 2022 y los honorarios por servicios de mantenimiento de maquinarias y bienes del área informática se incrementaron un 460,0% o Ps. 20,6 millones respecto al mismo período de 2019.

	Período de tres meses finalizado el		Variación año a año
	31 de marzo de		
	2020	2019	
	(en millones de Pesos)		
Gastos relacionados con la nómina <sup>(1)</sup>	77,1	86,0	(10,4)%
Honorarios y retribuciones por servicios	19,2	16,5	16,1%
Honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría	27,9	14,6	90,8%
Impuestos, tasas y contribuciones	14,4	4,3	233,0%
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	25,1	4,5	460,0%
Otros <sup>(2)</sup>	46,2	37,1	24,4%
<b>Total Gastos de administración</b>	<b>209,9</b>	<b>163,1</b>	<b>28,7%</b>

(1) Incluye sueldos y jornales, participación de trabajadores en utilidades, contribuciones sociales y gastos relacionados con el personal.

(2) Ver Anexo H a los estados financieros consolidados condensados intermedios de la Compañía.

### **Ganancia Operativa**

La ganancia operativa de la Compañía disminuyó un 4,3%, o Ps.56,1 millones, a Ps.1.248,0 millones para período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con Ps.1.304,1 millones para el mismo período de 2019 como resultado principalmente de una disminución del 69,8%, o Ps.544,3 millones, en la utilidad de operación en el segmento de negocios de petróleo y gas en Argentina, una caída del 519,1% o Ps.84,1 millones en el resultado operativo del segmento petróleo y gas Colombia, y mayor pérdida operativa de administración central por 29,9% o Ps.32,2 millones, parcialmente compensado por un aumento en la utilidad de operación en el segmento de energías renovables del 748,2% o Ps.380,1 millones, un aumento del 81,1% o Ps.187,7 millones en la utilidad de la Compañía en la operación en el segmento de negocios de cemento y un incremento de 9,8% o Ps.33,7 millones en la operación petrolera en Ecuador.

La siguiente tabla establece la ganancia operativa por segmento de negocios para los períodos indicados:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación período a período
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>	
	<b>(Moneda homogénea)</b>		
	(en millones de Pesos)		
Ganancia operativa			
Petróleo y gas en Argentina	235,7	780,0	(69,8)%
Petróleo en Ecuador	378,9	345,2	9,8%
Petróleo y gas en Colombia	(67,9)	16,2	(519,1)%
Cemento	419,2	231,5	81,1%
Bloques de cemento y morteros secos	(3,1)	0,3	(1.133,3)%
Energías renovables	430,9	50,8	748,2%
Administración central y otras inversiones	(140,0)	(107,8)	29,9%
Ajustes por consolidación <sup>(2)</sup>	(5,9)	(12,2)	(51,6)%
<b>Total <sup>(3)</sup></b>	<b>1.248,0</b>	<b>1.304,1</b>	<b>(4,3)%</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

(2) Incluye ventas intercompañía a fin de evitar duplicaciones.

(3) Incluye inversiones corporativas y de otro tipo.

### **Resultados Financieros**

Las pérdidas financieras, netas para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 disminuyeron un 14,7%, o Ps.188,4 millones, a Ps.1.094,1 millones (pérdida) en comparación con Ps.1.282,5 millones (pérdida) para el mismo período de 2019. Esta disminución obedeció principalmente a menores pérdidas por diferencias cambiarias, netas. Dichas pérdidas alcanzaron los Ps.243,8 millones en 2020, en comparación con Ps.311,5 millones en 2019. Asimismo, existió un menor cargo por el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda que ascendió a Ps.33,8 millones (pérdida) en 2020, en comparación con Ps.623,3 millones (pérdida) en 2019. Esta disminución fue parcialmente compensada con mayores pérdidas resultantes de intereses generados por pasivos por Ps.466,4 millones en 2020, en comparación con Ps.230,3 millones en 2019 y por mayores pérdidas en 2020 asociadas a otros resultados financieros por Ps.268,4 millones.

### **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, impuesto a los débitos y créditos bancarios, contingencias legales y gastos de equipos auxiliares y de otro tipo.

Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la Compañía registró un total de otros ingresos (egresos), netos de Ps.138,8 millones (pérdida), en comparación con Ps.76,7 millones (pérdida) para el mismo período de 2019. La mayor pérdida de 81,0% o Ps.62,1 millones obedeció principalmente a un mayor cargo por impuesto a los débitos y créditos bancarios por Ps.29,5 millones o 49,2% en 2020 comparado con el mismo período de 2019 y una mayor pérdida en otros ingresos (egresos) diversos por Ps. 43,1 millones en 2020.

### **Impuesto a las Ganancias**

Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la Compañía registró Ps.555,2 millones en gastos por impuesto a las ganancias en comparación con Ps.147,1 millones para mismo período de 2019, representando un aumento de 277,4% en el cargo por impuesto a las ganancias. Este aumento en el cargo por impuesto a las ganancias se debió principalmente al ajuste por inflación impositivo requerido por la Ley N° 27.468 publicada en el Boletín Oficial el 4 de diciembre de 2018 que dispuso que a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo el mismo tendría vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2018. Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento sería aplicable en caso de que la variación del IPC, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios superase un 55%, un 30% y en un 15%, para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente.

Al 31 de marzo de 2019 el porcentaje acumulado no se había superado. Las sociedades con domicilio legal en Argentina del Grupo comenzaron a aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo considerando las proyecciones de inflación para el ejercicio 2019 a partir del segundo semestre del ejercicio 2019. Finalmente, el IPC acumulado al cierre del mencionado ejercicio superó el 30% mencionado. Asimismo, por aplicación de la Ley N°27.541, el efecto positivo o negativo que surge del cálculo del ajuste por inflación impositivo se imputa un sexto en el período fiscal del cálculo inicial y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

Al 31 de marzo de 2020, las mencionadas sociedades computaron la estimación del impacto de aplicar el ajuste por inflación impositivo, considerando que las proyecciones del IPC al 31 de diciembre de 2020 superarán el 15% mencionado.

### ***Ganancia Neta***

La Compañía registró una pérdida neta de Ps.401,3 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación con una pérdida neta de Ps.125,6 millones para mismo período de 2019, representando una mayor pérdida de 219,5%, o Ps.275,7 millones, debido a los factores que se describen anteriormente.

### ***Ejercicios Finalizados el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2018 (Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019)***

#### ***Ingresos por ventas de bienes y prestación de servicios***

Los ingresos por venta de bienes y prestación de servicios aumentaron Ps.2.448,7 millones o 11,8%, a Ps. 23.115,1 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con PS. 20.666,4 millones para el mismo período de 2018. Este aumento se explica por un aumento de 3,7% o Ps.595,8 millones en los ingresos por ventas de bienes del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 respecto al ejercicio 2018, un aumento de Ps.283,0 millones o 6,1% en los ingresos por prestación de los servicios habituales de la Compañía del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio 2018 y nuevos ingresos por la generación de energía de fuentes renovables Ps.1.569,4 millones como consecuencia de la puesta en marcha de los parques eólicos durante el ejercicio 2019.

#### ***Ingresos por Ventas de bienes***

Los ingresos por ventas de bienes aumentaron un 3,7%, o Ps.595,8 millones, a Ps. 16.648,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con Ps. 16.052,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este aumento se debió principalmente a un aumento del 33,6%, o Ps. 141,5 millones de las ventas del negocio de petróleo y gas Colombia y un 3,3% o Ps.143,3 millones de aumento de ventas en el segmento de cemento.

#### ***Ventas de Petróleo y Gas en Argentina***

Los ingresos de la Compañía derivados de las ventas de bienes en el segmento del negocio de petróleo y gas en Argentina disminuyeron un 2,9%, o Ps.345,7 millones, a Ps.11.395,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 11.741,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta disminución obedeció principalmente a la variación del tipo de cambio promedio USD/ARS de 70,4%, una caída de los precios promedios del petróleo y gas por 16,2% y 36,2% respectivamente, un incremento en la producción en BOE por 4,7% (mayormente debido a incrementos en la producción de crudo y caídas en la producción de gas), parcialmente compensado por la reexpresión de resultados del período anterior por 53,8%.

#### ***Ventas de Petróleo y Gas en Colombia***

Los ingresos de la Compañía derivados de las ventas de bienes en el segmento del negocio de petróleo y gas en Colombia aumentaron Ps.141,5 millones o 33,6% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 respecto al ejercicio 2018.

#### ***Ventas de Cemento***

Los ingresos por ventas de bienes en el segmento de negocios de cemento aumentaron un 3,3%, o Ps.143,3 millones, a Ps. 4.471,9 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 4.328,6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este aumento se debió principalmente al aumento del 9,4% en las ventas de cemento, compensado por un menor precio promedio anual.

#### *Bloques de Cemento y Morteros Secos*

Los ingresos por ventas de bienes en el segmento de bloques de cemento y morteros secos aumentaron un 23,4%, o Ps.44,0 millones, a Ps 231,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 187,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este aumento obedeció principalmente a mayores ventas de morteros secos (15,2%) y aumentos de precio de diversos productos, compensado por caídas en las ventas de mampuestos (-14,6%)

#### **Ingresos por Prestación de servicios**

Las principales variaciones en los ingresos por prestación de servicios de la Compañías son las que se explican a continuación:

#### *Petróleo y Gas en Argentina*

Los ingresos por prestación de servicios a terceros en el segmento de negocios de petróleo y gas en Argentina de la Compañía disminuyeron un 18,2%, o Ps.15,1 millones, a Ps.67,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 83,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

#### *Petróleo en Ecuador*

Los ingresos por prestación de servicios en el negocio de petróleo en Ecuador aumentaron un 9,6%, o Ps. 424,2 millones, a Ps. 4.829,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 4.404,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. El aumento se debe principalmente a una variación del tipo de cambio promedio USD/ARS de 70,4%, un incremento de la producción del 1,35%, parcialmente compensado por la reexpresión de resultados del ejercicio anterior por 53,8%.

#### **Generación de energía de fuentes renovables**

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 se han registrado nuevos ingresos por la generación de energía de fuentes renovables por Ps.1.569,4 millones como consecuencia de la puesta en marcha de los parques eólicos durante el primer trimestre de 2019.

#### **Costo de Ventas y Servicios**

El costo de ventas y servicios aumentó un 1,2%, o Ps. 179,2 millones, a Ps. 14.815,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps.14.636,7 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este aumento se debió principalmente a un incremento del 44,3%, o Ps.1.009,3 millones en depreciaciones de propiedad, planta y equipo y del 14,6% o Ps.252,4 millones en servicios de terceros. El aumento en los costos se vio parcialmente compensado por una reducción de Ps.187,7 millones o 14,5% en mantenimiento de maquinarias y otros bienes, un 40,2%, o Ps.324,5 millones en Fletes de materiales y productos terminados, una disminución del 7,5%, o Ps.209,6 millones en regalías y del 15,2%, o Ps.136,9 millones en energía y Ps.111,4 millones o 31,0% en alquileres.

#### **Ganancia Bruta**

La ganancia bruta de la Compañía aumentó un 37,6%, o Ps. 2.269,5 millones, a Ps. 8.299,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 6.029,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La ganancia bruta en 2019 representó el 35,9% de los ingresos totales, en tanto la ganancia bruta en 2018 representó el 29,2% de los ingresos totales. Este aumento de márgenes se debe



mayormente a la puesta en funcionamiento del Parque Eólico del Bicentenario I y II. La variación en los componentes de la ganancia bruta se explica en los párrafos anteriores.

### **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 aumentaron un 15,8%, o Ps.127,6 millones, a Ps.935,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 807,7 millones para el período correspondiente de 2018. Esto se debió principalmente a un aumento en gastos de transporte por Ps.46,9 y otros gastos de comercialización diversos por Ps.48,4 millones.

### **Gastos de Exploración**

Los costos de perforación de los pozos exploratorios y los pozos de prueba estratigráfica se capitalizan hasta que se determine si existen reservas probadas que puedan justificar su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, dichos costos de perforación se cargan como resultados.

Los gastos de exploración disminuyeron un 70,1% o Ps.381,6 millones, a Ps.600,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con Ps.250,3 millones para 2018. Este aumento obedeció a la decisión de la Compañía de cargar al resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 los gastos de exploración incurridos en Colombia por considerarlos improductivos.

### **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) depreciación de propiedad, planta y equipo, entre otros. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, los gastos de administración disminuyeron un 4,3%, o Ps.102,3 millones a Ps.33,5 millones en comparación con Ps.785,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

La disminución de los gastos de administración se explica por una disminución en 2019 respecto de 2018 de (i) Ps.23,9 millones o 9,7% en gastos relacionados con la nómina del personal, (ii) Ps.37,4 millones o 39,1% en el cargo por honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría; y (iii) Ps.64,0 o 99,4% de gastos de cuotas institucionales. Los gastos se vieron parcialmente compensados por una disminución en el cargo por servicios de terceros por Ps.45,2 millones.

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
	2019	2018	
	(en millones de Pesos)		
Gastos relacionados con la nómina <sup>(1)</sup>	351,1	342,4	2,5%
Honorarios y retribuciones por servicios	107,6	85,4	26,0%
Honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría	58,1	95,5	(39,1)%
Cuotas institucionales	0,4	64,4	(99,4)%
Otros <sup>(2)</sup>	234,5	197,5	18,7%
<b>Total Gastos de administración</b>	<b>751,7</b>	<b>785,2</b>	<b>(4,3)%</b>

(1) Incluye sueldos y jornales, participación de trabajadores en utilidades, contribuciones sociales y gastos relacionados con el personal.

(2) Ver Anexo H a los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

## Ganancia Operativa

La ganancia operativa de la Compañía aumentó un 17,1%, o Ps.860,7 millones, a Ps. 5.903,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con Ps. 5.043,2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Dicho aumento se explica principalmente por la ganancia operativa obtenida por la Compañía en el segmento de energías renovables por ingresos generados por la puesta en funcionamiento durante el 2019 de los parques eólicos por Ps.1.147,0 (ganancia) comparado con Ps.37,9 millones (pérdida) del ejercicio 2018. El aumento se vio parcialmente compensado por una mayor pérdida operativa en el segmento Petróleo y gas en Colombia por Ps.454,3 millones principalmente por la imputación de gastos de exploración de pozos improductivos y estudios de suelo incurridos durante el ejercicio 2019.

La siguiente tabla establece la ganancia operativa por segmento de negocios para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación año a año
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>	
	<b>(Moneda homogénea)</b>		
	(en millones de Pesos)		
Ganancia operativa			
Petróleo y gas en Argentina	2.541,8	2.772,9	(8,3)%
Petróleo en Ecuador	2.118,7	2.371,2	(10,6)%
Petróleo y gas en Colombia	(468,6)	(14,3)	3.176,9%
Cemento	1.005,9	461,1	118,2%
Bloques de cemento y morteros secos	(12,0)	12,1	(199,2)%
Energías renovables	1.147,0	(37,9)	(3.126,4)%
Administración central y otras inversiones	(409,5)	(478,2)	(14,4)%
Ajustes por consolidación <sup>(1)</sup>	(19,3)	(43,6)	(55,7)%
Total <sup>(2)</sup>	<b>5.903,9</b>	<b>5.043,2</b>	<b>17,1%</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Incluye ventas intercompañía a fin de evitar duplicaciones.

(3) Incluye inversiones corporativas y de otro tipo.

## Resultados Financieros, netos

Las (pérdidas) financieras, netas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 disminuyeron un 18,9%, o Ps. 662,8 millones, a Ps.2.836,2, millones en comparación con Ps.3.499,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Asimismo, se experimentó una menor pérdida por diferencias de cambio neta por Ps.338,3 millones. La disminución de la pérdida financiera por los motivos antes mencionados se vio compensada por un aumento en la pérdida por intereses netos por Ps.355,4 y un mayor cargo por resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda por Ps.428,0.

## 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.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía registró un total de otros ingresos, netos de Ps.106,9 millones ganancia, en comparación con Ps.856,9 millones para 2018. Esta disminución del 87,5% o Ps. 750,0 millones obedeció principalmente al ingreso reconocido en 2018 por incentivos al incremento de la producción por Ps.166,7 millones un cargo por cuentas por cobrar de cobro dudoso por Ps.127,1 millones (pérdida) en 2019 comparado con un recupero de provisión por Ps.116,1 millones (ganancia) en 2018, por la reestimación de los costos por abandono de activos al 31 de diciembre de 2018 que ascendió a Ps.327,3 millones.

### ***Impuesto a las Ganancias***

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía registró Ps.1.699,8 millones en gastos por impuesto a las ganancias en comparación con Ps.962,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, representando aumento de 76,5%. Este aumento en el cargo por impuesto a las ganancias se debió principalmente a la registración en 2019 del ajuste por inflación impositivo requerido por la Ley N° 27.468 previamente mencionada.

### ***Ganancia Neta***

La Compañía registró una ganancia neta de Ps.1.368,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con una ganancia neta de Ps.581,4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, representando un aumento de 135,3%, o Ps.786,6 millones, debido a los factores que se describen anteriormente.

### ***Ejercicios Finalizados el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el Ejercicio Finalizado el 31 de diciembre de 2017 (Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018)***

#### ***Ingresos por ventas de bienes y prestación de servicios***

Los ingresos por venta de bienes y prestación de servicios aumentaron Ps.4.377,3 millones o 48,3%, a Ps.13.434,3 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparado con Ps.9.057,0 millones para el mismo período de 2017. Este aumento se explica por un aumento de 43,8% o Ps.3.176,1 en los ingresos por ventas de bienes del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 respecto al ejercicio 2017 y un aumento de Ps.1.201,2 millones o 66,8% en los ingresos por prestación de servicios del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio 2017.

#### ***Ingresos por Ventas de bienes***

Los ingresos por ventas de bienes aumentaron un 43,8%, o Ps.3.176,1 millones, a Ps. 10.434,9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 comparado con Ps. 7.258,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento se debió principalmente a un aumento del 58,4%, o Ps. 2.812,5 millones de las ventas del negocio de petróleo y gas Argentina y en una menor medida al 5,8% o Ps.155,3 millones de aumento de ventas en el segmento de cemento.

#### ***Ventas de Petróleo y Gas en Argentina***

Los ingresos de la Compañía derivados de las ventas de bienes en el segmento del negocio de petróleo y gas en Argentina aumentaron un 58,4%, o Ps.2.812,5 millones, a Ps.7.632,3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps. 4.819,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento obedeció principalmente a la variación del tipo de cambio promedio USD/ARS de 69,5%, un incremento de los precios promedios del petróleo y gas por 9,6% y 12,4% respectivamente, un incremento en la producción en BOE por 11,9% (mayormente debido a incrementos en la producción de crudo), parcialmente compensado por la reexpresión de resultados del período anterior por 47,6%.

#### ***Ventas de Petróleo y Gas en Colombia***

Los ingresos de la Compañía derivados de las ventas de bienes en el segmento del negocio de petróleo y gas en Colombia aumentaron a Ps.274,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps.0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

#### ***Ventas de cemento***

Los ingresos por ventas de bienes a terceros en el segmento de negocios de cemento aumentaron un 4,5%, o Ps.104,4 millones, a Ps. 2.406,9 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps. 2.302,5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento se debió

principalmente al aumento del 6,4% en el precio promedio de ventas del cemento por tonelada, lo que compensó una disminución del 0,5 % en los despachos de cemento.

#### *Bloques de Cemento y Morteros Secos*

Los ingresos por ventas de bienes en el segmento de bloques de cemento y morteros secos disminuyeron un 10,7%, o Ps.14,6 millones, a Ps 121,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps. 136,4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento obedeció principalmente al alza del 45,5% del precio de los productos y se compensó con una disminución del 17,4% en el volumen de ventas de bloques de cemento.

#### **Ingresos por Prestación de servicios**

##### *Petróleo y Gas en Argentina*

Los ingresos por prestación de servicios a terceros en el segmento de negocios de petróleo y gas en Argentina de la Compañía aumentaron un 23,0%, o Ps.10,0 millones, a Ps.53,5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps. 43,5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento se debió principalmente al aumento del 44,3% en el precio cobrado por la Compañía por estos servicios para reflejar los aumentos salariales acordados por los sindicatos.

##### *Petróleo en Ecuador*

Los ingresos por prestación de servicios en el negocio de petróleo en Ecuador aumentaron un 63,6%, o Ps. 1.113,6 millones, a Ps. 2.863,4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps. 1.749,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. El aumento se debe principalmente a una variación del tipo de cambio promedio USD/ARS de 69,5%, un incremento de la producción del 9,1%, y recuperos de créditos acumulados con el Estado de Ecuador, parcialmente compensado por la reexpresión de resultados del ejercicio anterior por 47,6%.

##### *Cemento*

Los ingresos por prestación de servicios a terceros en el segmento de negocios de cemento disminuyeron un 20,1%, o Ps.16,0 millones, a Ps.67,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps.79,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Esta disminución se debió principalmente a una disminución en los ingresos de los servicios proporcionados por PCR Logística.

#### **Bloques de hormigón y morteros secos**

La Compañía no registra ingresos de servicios rendidos del segmento de bloques de hormigón y morteros secos durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

#### **Costo de Ventas y Servicios**

El costo de ventas y servicios aumentó un 35,4%, o Ps. 2.485,4 millones, a Ps. 9.514,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps.7.029,3 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento se debió principalmente a un aumento de 36,4%, o Ps.224,2 millones en mantenimiento de maquinarias y otros bienes, un 47,0%, o Ps.167,7 millones en Fletes de materiales y productos terminados, un aumento de 52,2%, o Ps.77,0 millones en combustibles y lubricantes, un aumento del 56,4%, o Ps.652,3 millones en regalías, que fue parcialmente compensado por una reducción de 12,0%, o Ps.152,0 millones en servicios de terceros.

#### **Ganancia Bruta**

La ganancia bruta de la Compañía aumentó un 93,3%, o Ps. 1.891,9 millones, a Ps. 3.919,6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps. 2.027,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. La ganancia bruta en 2018 representó el 29,2% de los ingresos totales, en

tanto la ganancia bruta en 2017 representó el 22,4% de los ingresos totales. Este aumento de márgenes se debe mayormente a un incremento de la producción y mejores precios promedios de crudo. La variación en los componentes de la ganancia bruta se explica en los párrafos anteriores.

#### ***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 aumentaron un 12,1%, o Ps.56,8 millones, a Ps.525,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps.468,3 millones para el período correspondiente de 2017. Esto se debió principalmente a un aumento en el Impuesto a los Ingresos Brutos de Ps.125,8 millones parcialmente compensado por una disminución en los servicios de terceros por Ps. 78,1 millones.

#### ***Gastos de Exploración***

Los costos de perforación de los pozos exploratorios y los pozos de prueba estratigráfica se capitalizan hasta que se determine si existen reservas probadas que puedan justificar su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, dichos costos de perforación se cargan como resultados.

Los gastos de exploración disminuyeron un 140,1% o Ps.350,6 millones, a Ps.162,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, en comparación con Ps.544,3 millones para 2017. Este aumento obedeció a la decisión de la Compañía de cargar al estado de resultados al 31 de diciembre de 2017 la mayoría de los gastos de exploración incurridos en el área Colhué Huapi, la Compañía consideró que las inversiones realizadas en este bloque eran significativas y no estarían desarrolladas en el corto plazo.

#### ***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) depreciación de propiedad, planta y equipo, entre otros. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, los gastos de administración aumentaron de un 25,1%, o Ps.33,5 millones a Ps.751,7 millones en comparación con Ps. 408,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

El aumento de los gastos de administración se explica por un incremento de Ps.12,7 millones o del 6,1% en gastos relacionados con la nómina del personal, mayormente debido a un aumento de la cantidad de empleados y la adquisición de nuevos yacimientos en La Pampa, Argentina. Los honorarios y compensaciones por servicios aumentaron Ps. 10,1 millones o 22,2% debido a principalmente servicios proporcionados por auditores, terceras partes y soporte técnico de sistemas. Las remuneraciones pagadas a los directores y a los miembros de la Comisión Fiscalizadora aumentaron a Ps. 11,8 millones o 23,5% durante 2018.

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
	2018	2017	
	(en millones de Pesos)		
Gastos relacionados con la nómina <sup>(1)</sup>	222,6	209,9	6,1%
Honorarios y retribuciones por servicios	55,5	45,4	22,2%
Honorarios a directores, comisión fiscalizadora y comité de auditoría	62,1	50,3	23,5%
Impuestos, tasas y contribuciones	26,0	7,8	233,3%
Otros <sup>(2)</sup>	144,2	94,7	52,3%
<b>Total Gastos de administración</b>	<b>510,4</b>	<b>408,1</b>	<b>25,1%</b>

(1) Incluye sueldos y jornales, participación de trabajadores en utilidades, contribuciones sociales y gastos relacionados con el personal.

(2) Ver Anexo H a los Estados Financieros Consolidados de la Compañía.

### **Ganancia Operativa**

La ganancia operativa de la Compañía aumentó un 346,0%, o Ps.2.543,3 millones, a Ps. 3.278,4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con Ps.735,1 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Dicho aumento se debió a un aumento del 1.603,8%, o Ps.1.696,8 millones, en la utilidad de operación en el segmento de negocios de petróleo y gas en Argentina, un incremento de 70,9%, o Ps.639,6 millones en el segmento del negocio de petróleo en Ecuador y un aumento de 150,4% o Ps.180,0 en los ingresos operativos en el negocio de cemento.

La siguiente tabla establece la ganancia operativa por segmento de negocios para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación año a año
	2018 <sup>(1)</sup>	2017 <sup>(1)</sup>	
	<b>(Moneda homogénea)</b>		
	(en millones de Pesos)		
Ganancia operativa			
Petróleo y gas en Argentina	1.802,6	105,8	1603,8 %
Petróleo en Ecuador	1.541,4	901,8	70,9 %
Petróleo y gas en Colombia	(9,3)	(53,6)	(82,6) %
Cemento	299,7	119,7	150,4 %
Bloques de cemento y morteros secos	7,8	3,7	110,8 %
Energías renovables	(24,6)	-	-
Administración central y otras inversiones	(310,9)	(309,7)	0,4 %
Ajustes por consolidación <sup>(2)</sup>	(28,3)	(32,6)	(13,2) %
<b>Total <sup>(2)</sup></b>	<b>3.278,4</b>	<b>735,1</b>	<b>346,0 %</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(2) Incluye ventas intercompañía a fin de evitar duplicaciones.

### **Resultados Financieros, netos**

Las (pérdidas) financieras, netas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 aumentaron un 604,6%, o Ps. 1.951,8 millones, a Ps.2.274,6, millones en comparación con Ps.322,8 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este aumento obedeció principalmente a pérdidas más altas resultantes de las diferencias de cambio netas, dichas pérdidas alcanzaron los Ps.971,8 millones en 2018, en comparación con Ps. 42,9 millones (ganancia) en 2017. Asimismo, se produjo un aumento en la pérdida por intereses generados por

pasivos por 1.527% o Ps.526,8 y en el resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda por 98,5% o Ps.210,5.

### ***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.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía registró un total de otros ingresos, netos de Ps.557,0 millones ganancia, en comparación con Ps.129,4 millones para 2017. Este aumento del 330,4% o Ps. 427,6 millones obedeció principalmente al ingreso reconocido por la reestimación de los costos por abandono de activos al 31 de diciembre de 2018 que ascendió a Ps.327,3 millones.

### ***Impuesto a las Ganancias***

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía registró Ps.625,9 millones en gastos por impuesto a las ganancias en comparación con Ps.122,6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, representando aumento de 410,5%. Este aumento en el cargo por impuesto a las ganancias se debió principalmente a un aumento en los ingresos operativos.

### ***Ganancia Neta***

La Compañía registró una ganancia neta de Ps.378,0 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con una ganancia neta de Ps.289,6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, representando un aumento de 30,5%, o Ps.88,4 millones, debido a 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.

Históricamente, las principales fuentes de liquidez de la Compañía han sido los aportes de capital, préstamos financieros de deuda y los 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:

	<b>Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de</b>	
	<b>2020<sup>(1)</sup></b>	<b>2019<sup>(1)</sup></b>
	(Moneda homogénea) (en millones de Pesos)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	5.535,8	11.554,5
Flujo neto de efectivo generado por (utilizando en) actividades operativas .....	2.469,7	327,4
Flujo neto de efectivo generado por (utilizando en) actividades de inversión .....	(1.872,3)	(2.602,7)
Flujo neto de efectivo generado por (utilizando en) actividades de financiación .....	2.488,9	1.789,4
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	8.605,7	12.652,2
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre efectivo en monedas extranjeras .....	(16,4)	1.583,6
<b>Aumento (Disminución) en efectivo .....</b>	<b>3.086,3</b>	<b>(485,9)</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>			
	<b>2019<sup>(1)</sup></b>	<b>2018<sup>(1)</sup></b>	<b>2018<sup>(2)</sup></b>	<b>2017<sup>(2)</sup></b>
	(Moneda homogénea) (en millones de Pesos)			
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio .....	10.718,5	1.392,5	905,2	2.328,7
Flujo neto de efectivo generado por actividades operativas .....	6.769,4	4.598,8	2.989,5	1.408,4
Flujo neto de efectivo utilizando en actividades de inversión .....	(11.419,7)	(8.825,7)	(5.737,2)	(4.460,3)
Flujo neto de efectivo (utilizando en) generado por actividades de financiación .....	(1.850,5)	12.554,5	8.161,2	1.859,8
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio .....	5.135,3	10.718,5	6.967,7	905,2
Efecto de la variación del tipo de cambio sobre efectivo en monedas extranjeras .....	917,6	998,4	649,0	(231,4)
<b>(Disminución)/Aumento en efectivo .....</b>	<b>(6.500,8)</b>	<b>8.327,6</b>	<b>5.413,4</b>	<b>(1.192,1)</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

### **Efectivo Neto Generado por (Utilizado en) Actividades Operativas**

El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a Ps.2.469,7 millones comparado con Ps.327,4 millones en el mismo período de 2019, representando un aumento de Ps. 2.142,3 millones o 654,3%. Este aumento se debió principalmente a (i) una disminución de las cuentas por cobrar comerciales por Ps.1.125,7 millones (1.789,7%); (iii) una disminución en otras cuentas por cobrar de Ps.846,0 millones (238,2%) y (iv) al incremento del EBITDA ajustado consolidado por Ps.202,1 millones (9,5%). Esto asimismo se vio parcialmente compensado por una disminución de las deudas comerciales por Ps.1.021,3 millones.

El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a Ps.6.769,4 millones, en comparación con Ps. 4.598,8 millones en 2018, representando un aumento de Ps. 2.170,6 millones (47,2%). El aumento fue principalmente atribuible al aumento del EBITDA ajustado consolidado por Ps. 2.616,4 millones (33,1%). Asimismo, se produjo un menor aumento de otras cuentas por cobrar por Ps. 2.511,5 (o 85,5%) compensado por un aumento de (i) Ps.1.043,1 millones (o 251,8%) en las cuentas por cobrar comerciales y una disminución de (i) las deudas comerciales por Ps.919,3 millones (o 146,3%);



(ii) remuneraciones y cargas sociales por Ps.349,3 (o 156,8%); y (iii) cargas fiscales por Ps.476,7 millones (o 167,4%).

El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a Ps.2.989,5 millones, en comparación con Ps. 1.408,4 millones en 2017, representando un aumento de Ps. 1.581,1 millones (112,3%). El aumento fue principalmente atribuible al aumento del EBITDA ajustado consolidado por Ps.2.190,8 millones (74,3%). Asimismo, se produjo existió una disminución de (i) las cuentas por cobrar comerciales por Ps. 446,5 (o 252,0%) y un aumento de (i) Ps.266,8 millones (o 188,3%) en las deudas comerciales, (ii) Ps. 329,3 millones (o 228,4%) en las cargas fiscales; (ii) Ps.353,8 millones (o 94,0%) en las provisiones y (iv) Ps.381,5 millones (o 114,1%) en las diferencias de conversión y otros, parcialmente compensado por un aumento en las otras cuentas por cobrar de Ps.1.785,2 millones (o 1.430,4%) y una disminución de otros pasivos por Ps.237,3 millones (o 188,9%).

#### ***Efectivo Neto Generado por (Utilizado en) Actividades de Inversión***

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a Ps. 1.872,3 millones (aplicación) comparado con Ps. 2.602,7 millones utilizados en actividades de inversión en 2019, representando una disminución de Ps. 730,4 millones (o 28,1%). Esta disminución se explica principalmente por menores erogaciones para la adquisición de propiedad planta y equipo por Ps.690,0 fundamentalmente en el segmento de petróleo y gas Argentina.

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a Ps. 11.419,7 millones (aplicación) comparado con Ps. 8.825,7 millones utilizados en actividades de inversión en 2018, representando un aumento de Ps. 2.594,0 millones (o 29,4%). Este aumento se explica principalmente por mayores erogaciones para la adquisición de propiedad planta y equipo por Ps.3.667,5 fundamentalmente en los segmentos de energías renovables y petróleo y gas Argentina.

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión durante 2018 ascendió a Ps. 5.737,2 millones, comparado con Ps. 4.460,3 millones en 2017, representando un aumento de Ps. 1.276,9 millones (o 28,6%) comparado con 2017. Este aumento se debió principalmente a mayores egresos por inversiones en propiedad, planta y equipo y anticipos a proveedores relacionados por Ps. 1.368,0 millones principalmente por mayores inversiones en el negocio de las energías renovables compensadas por menores inversiones en el segmento de Petróleo y Gas en Argentina. Asimismo, existió un menor ingreso relacionado con inversiones no consideradas efectivo por Ps. 36,4 millones. El mayor egreso por actividades de inversión resultó levemente compensado por menores inversiones en activos intangibles por Ps. 127,5 millones.

#### ***Efectivo Neto Generado por (Utilizado en) Actividades de Financiación***

El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiación durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 ascendió a Ps.2.488,9 millones comparado con Ps.1.789,4 millones generados en el mismo período de 2019 representando un incremento de Ps.699,5 millones (o 39,1%). Este aumento se debió principalmente mayores préstamos recibidos en 2020 por Ps.1.857,8 (o 61,9%) respecto a 2019, variación que se vio compensada por un mayor pago de préstamos y de intereses sobre préstamos por Ps.995,1 millones y Ps.134,5 millones, respectivamente, respecto a 2019. Las aplicaciones anteriormente mencionadas se vieron compensadas por el desembolso de los siguientes préstamos bancarios durante 2020: (i) \$800 millones de Banco de Galicia y Buenos Aires SAU en enero; (ii) \$500 millones recibidos por parte de Banco Patagonia S.A. en marzo; y (iii) la emisión de obligaciones negociables clase 2, 3 y 4, por un total equivalente en pesos de U\$S 56.7 millones de dólares en febrero.

El flujo neto de efectivo utilizado en actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a Ps.1.850,5 millones comparado con Ps.12.554,5 millones generados en el mismo período de 2018 representando una disminución de Ps.14.405,0 millones (o 114,7%). Esta disminución se debió principalmente a menores préstamos recibidos en 2019 por Ps.10.303,3 (o 62,6%) respecto a 2018. Asimismo existió un mayor pago de préstamos y de intereses sobre préstamos por Ps.3.511,4 millones y Ps.850,4 millones, respectivamente, respecto a 2018.

El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiación durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendió a Ps.8.161,2 millones comparado con Ps.1.859,8 millones generados en el ejercicio 2017, un aumento de Ps.6.301,4 millones (338,8%) comparado con 2017. Este aumento se debió principalmente a una mayor cancelación de capital e intereses respecto del mismo período del año anterior, por Ps. 905,1 y Ps. 235,3 respectivamente, compensado por mayores desembolsos de préstamos bancarios. Los principales desembolsos fueron por (i) préstamo de US\$ 100 millones otorgado por Banco Itaú BBA; (ii) préstamo sindicado otorgado por Banco Itaú BBA y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por US\$ 80 millones; y (iii) préstamo modalidad Project Finance otorgado por KFW IPEX-BANK GMBH, EK Denmark's export credit agency e InterAmerican Development Bank junto con IDB-Invest por US\$108 millones.

### ***Inversiones de Capital***

Para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, la Compañía realizó inversiones de capital (que son caracterizados por un aumento en la propiedad, planta y equipo de los Estados Financieros Consolidados) por Ps. 2.175,7 millones en comparación a Ps. 3.439,7 millones para el mismo período de 2019. Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, la principal adición (parte erogaciones y parte compensación de anticipos) a los activos de propiedad, planta y equipo estaba relacionada con (i) el desarrollo del Parque Eólico San Jorge y El Mataco y terminación del Parque Eólico del Bicentenario I y el Parque Eólico del Bicentenario II por Ps.1690,9 millones, (ii) inversiones en las áreas de petróleo y gas en Argentina por Ps. 178.5 millones, (iii) inversiones en el segmento Ecuador por Ps. 224,4 millones.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, los aumentos de inversiones de propiedad, planta y equipo ascendieron a Ps. 18.165,2 millones en comparación a Ps. 8.284,5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la principal incorporación a los activos de propiedad, planta y equipo fue en conexión con (i) el desarrollo del Parque Eólico del Bicentenario I y Parque Eólico del Bicentenario II e inicio de las obras en el Parque Eólico San Jorge y El Mataco por un total de Ps.13.619,7 millones, y (ii) inversiones en las áreas de petróleo y gas en Argentina y petróleo Ecuador por Ps.2.390,4 millones y Ps.1.639,6 millones, respectivamente.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía realizó un total de inversiones de capital de Ps. 5.385,4 millones en comparación a Ps. 4.604,7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Asimismo, los anticipos a proveedores relacionados con inversiones para el desarrollo de los parques eólicos al 31 de diciembre de 2018 ascendían a Ps. 3.232,7 millones en comparación con Ps. 1.206,6 millones al 31 de diciembre de 2017. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la principal incorporación a los activos de propiedad, planta y equipo fue en conexión con (i) el desarrollo del Parque Eólico del Bicentenario I y Parque Eólico del Bicentenario II e inicio de las obras en el Parque Eólico San Jorge y El Mataco por un total de Ps.3.879,6 millones, y (ii) inversiones en las áreas de petróleo y gas en Argentina por Ps.811,7 millones.

La Compañía financió las inversiones de capital mediante la utilización de los fondos por la nueva deuda financiera, y mediante el efectivo generado por las operaciones de la Compañía.

La siguiente tabla muestra los aumentos de propiedad, planta y equipo de la Compañía para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 y para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Período de tres meses finalizado el	
	2020 <sup>(1)</sup>	2019 <sup>(1)</sup>
	(Moneda homogénea)	
	(en millones de Pesos)	
Petróleo y gas en Argentina	178,5	813,7
Petróleo en Ecuador	224,4	140,9
Petróleo y gas en Colombia	-	38,5
Cemento	63,6	32,0
Bloques de cemento y morteros secos	0,2	0,2
Energía Renovable	1.690,9	2.395,1
Administración central y otras inversiones	18,2	19,4
<b>Total</b>	<b>2.175,7</b>	<b>3.439,7</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2017 <sup>(2)</sup>
	(Moneda homogénea)			
	(en millones de Pesos)			
Petróleo y gas en Argentina	2.390,4	1.248,6	811,7	2.933,6
Petróleo en Ecuador	1.639,6	132,7	86,2	287,4
Petróleo y gas en Colombia	-	437,5	284,4	552,6
Cemento	369,6	224,1	145,7	138,6
Bloques de cemento y morteros secos	28,0	208,7	135,7	346,5
Energía Renovable	13.619,7	5.968,1	3.879,6	339,6
Administración central y otras inversiones	117,8	64,9	42,1	6,4
<b>Total</b>	<b>18.165,2</b>	<b>8.284,5</b>	<b>5.385,4</b>	<b>4.604,7</b>

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

En línea con la estrategia de invertir en el negocio de energía renovable, la Compañía planea invertir aproximadamente US\$45 millones (más IVA) para la puesta en operación del Parque Eólico Mataco y el Parque Eólico San Jorge, ambos adjudicados bajo el Programa Renovar, Ronda 2, Fase 2, del MEyM.

Por otro lado, la Compañía también está contemplando invertir US\$100 millones en las áreas o bloques que generalmente opera, así como también la adquisición de nuevos activos en el segmento de negocios de petróleo y gas, incluyendo en Argentina, Ecuador y Colombia.

La Compañía considera que los flujos de fondos proyectados derivados de operaciones, los fondos derivados de la emisión de las Obligaciones Negociables, y otras alternativas financieras bastarán para cumplir con la deuda, las obligaciones contractuales y legales pendientes, y para financiar las inversiones de capital presupuestadas y las necesidades de capital de trabajo por lo menos hasta el 31 de marzo de 2020.

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 marzo de 2020 el total de los préstamos de la Compañía fue de Ps. 30.092,2 millones, equivalentes a US\$ 466,7 millones convertidos al tipo de cambio divisa de cierre informado por el Banco de la Nación Argentina. Más del 90% de los préstamos están nominados en dólares americanos.

A continuación, se detalla la composición de préstamos de la Compañía al 31 de marzo de 2020:

Tomador	Contraparte	Tasa de Interés	Repago de capital	Moneda	Inicio	Vencimiento	Monto Original (MM)	Saldo (USD MM)
PCR S.A.	ICBC	6,75%	15 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	jun-2016	jun-2021	30,0	10,0
PCR S.A.	ICBC	Libor ajustada + 6.25%	9 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	ene-2019	ene-2022	30,0	26,7
PCR S.A.	Banco Ciudad	Libor + 3.00% con mínimo de 4.50%	14 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	sep-2016	sep-2020	14,0	3,0
PCR S.A.	HSBC	4,75%	9 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	jun-2017	jun-2020	25,0	5,6
PCR S.A.	HSBC	6,00%	9 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	oct-2017	oct-2020	15,0	5,0
PCR S.A.	HSBC	9,00%	9 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	may-2019	jun-2022	10,0	10,0
PCR S.A.	BBVA Francés	4,85%	15 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	jun-2017	jun-2022	20,0	17,0
PCR S.A.	BBVA Francés	5,55%	15 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	oct-2017	oct-2022	5,0	4,5
PCR S.A.	BBVA Francés	5,55%	15 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	oct-2019	oct-2022	15,0	13,5
PCR S.A.	BBVA Francés	8,75%	9 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	ene-2019	ene-2022	20,0	17,8
PCR S.A.	BBVA Francés	BADLAR + 10%	8 cuotas trimestrales, consecutivas	ARS	dic-2019	dic-2021	3,3	3,1
PCR S.A.	Banco Galicia	5,50%	12 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	dic-2017	dic-2020	5,0	1,3
PCR S.A.	Banco Galicia	5,75%	9 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	dic-2017	dic-2020	5,0	2,2
PCR S.A.	Banco Galicia	BADLAR + 9% corregida por IIBB	1 cuota	ARS	ene-2020	ene-2021	13,4	12,4
PCR S.A.	Santander	9,00%	7 cuotas trimestrales, iguales y consecutivas	USD	jul-2019	mar-2022	20,0	20,0
PCR S.A.	Banco Patagonia	TM20 corregida + 8%	1 cuota	ARS	mar-2020	mar-2021	7,8	7,8
PCR S.A.	Itaú BBA	Libor + 4.50%	US\$ 14 millones en cuotas mensuales iguales y consecutivas; y US\$ 50 millones en cuotas iguales, mensuales y consecutivas, a partir del 5 de Diciembre 2021	USD	ene-2018	jul-2024	64,0	50,0
PCR S.A.	Itaú BBA	8,03%	1 cuota	USD	jul-2019	jul-2020	20,0	20,0
PCR S.A.	Itaú BBA	Libor + 4.50%	1 cuota	USD	jul-2019	jul-2022	10,0	10,0
PCR S.A.	Itaú BBA	Libor + 5.75%	22 cuotas mensuales, iguales y consecutivas	USD	ago-2018	ago-2021	40,0	30,9
PCR S.A.	Banco Galicia	8,50%	22 cuotas mensuales, iguales y consecutivas	USD	ago-2018	ago-2021	40,0	30,9
PCR S.A.	Market	9,00%	1 cuota	USD	feb-2020	feb-2021	37,0	37,0
PCR S.A.	Market	8,10%	1 cuota	USD	feb-2020	feb-2021	11,2	11,2
PCR S.A.	Market	BADLAR + 6.50%	1 cuota	ARS	feb-2020	feb-2021	8,2	7,8

PEB S.A.	KfW IPEX-Bank	Tramo Fijo (80%): 7.10% Tramo Variable (20%): Libor + 4%	29 cuotas semestrales y consecutivas	USD	dic-2018	ago-2033	58,0	56,6
PEB S.A.	IDB	Tramo Fijo (80%): 7.13% Tramo Variable (20%): Libor + 4%	29 cuotas semestrales y consecutivas	USD	dic-2018	ago-2033	50,0	48,8
PCR S.A.	ICBC	45,38%	n/a	ARS	mar-2020	may-2020	2,3	2,3

- (1) Prefinanciación de exportaciones de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. a Trading Patagonia S.A., por despachos de cemento.
- (2) Corresponden a un mismo financiamiento sindicado.
- (3) Corresponde a un Project Finance sobre Parque Eólico del Bicentenario I y II.
- (4) La mayor parte de los préstamos se encuentran garantizados mediante pagaré.

### Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro detalla las obligaciones contractuales de los endeudamientos de la Compañía pendientes al 31 de marzo de 2020 y sus respectivos plazos de vencimiento.

Obligaciones de préstamo al 31 de marzo de 2020					
	Vencimientos por período (en millones de Pesos)				
	2020	2021	2022	Años siguientes	Total
Obligaciones de préstamos (capital solamente)	7.436	10.745	3.873	7.935	29.989

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.

Por otra parte, la Compañía deberá abonar a Vestas Argentina S.A. (proveedor de los aerogeneradores del Parque Eólico San Jorge y El Mataco) la suma aproximada de US\$ 40 millones, durante el año 2020.

### 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.

#### 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.

		31 de marzo de 2020 <sup>(1)</sup>	31 de diciembre de 2019 <sup>(1)</sup>
	Tipo	(Moneda homogénea)	
Activo		(en millones de pesos)	
Inversiones	US\$	1.897,0	1.890,9
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar de Terceros	US\$	3.372,8	4.948,8
Caja y bancos	US\$	5.388,6	2.501,4
<b>Total activo</b>		10.658,5	9.341,1
<b>Pasivo</b>			
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar de Terceros	US\$	25.484,5	6.246,8
Préstamos			
Terceros	US\$/EUR	28.106,8	26.746,1
<b>Total pasivo</b>		53.591,3	32.992,9
<b>Posición neta activa (pasiva)</b>		(42.932,9)	(23.651,9)

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del período de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020.

		31 de diciembre de			
		2019 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2018 <sup>(3)</sup>	2017 <sup>(3)</sup>
Tipo		(moneda homogénea) (en millones de pesos)			
<b>Activo</b>					
Inversiones	US\$	1.754,1	3.925,3	2.551,6	296,6
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar					
Terceros	US\$	4.590,8	3.056,3	1.986,7	1.927,0
Caja y bancos	US\$	2.320,4	4.486,8	2.916,7	607,3
<b>Total activo</b>		<b>8.665,2</b>	<b>11.468,3</b>	<b>7.455,0</b>	<b>2.830,9</b>
<b>Pasivo</b>					
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar					
Terceros	US\$	5.794,9	4.626,8	3.007,7	2.995,6
Préstamos <sup>(4)</sup>					
Terceros	US\$/EUR	24.810,9	23.507,9	15.281,5	4.035,6
<b>Total pasivo</b>		<b>30.605,8</b>	<b>28.134,7</b>	<b>18.289,2</b>	<b>7.031,2</b>

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(3) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(4) Incluye capital pendiente e intereses acumulados al cierre de cada período o ejercicio.

El siguiente cuadro muestra el riesgo cambiario de la Compañía para los períodos indicados:

Moneda	Ejercicio finalizado el	Ejercicio finalizado el 31 de		
	31 de marzo de	diciembre de		
	2020	2019	2018	2017
		(en miles de Pesos)		
Dólar <sup>(1)</sup> .....	64,47	59,8	37,7	18,7
Variación del resultado para el ejercicio .....	6,8%	59,8%	102,1%	18,4%

(1) Según del tipo de cambio divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Gran parte de nuestros ingresos están denominados en Dólares 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. Todos los préstamos de la compañía se encuentran actualmente denominados en Dólares.

#### 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, 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”.

El Grupo 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:

	31 de diciembre de			
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(2)</sup>	2017 <sup>(2)</sup>
	(Moneda homogénea) Diciembre 2019	(Moneda homogénea) Diciembre 2019	(Moneda homogénea) Diciembre 2018	(Moneda homogénea) Diciembre 2018
	(en millones de Pesos)			
<b>Tasa de Interés Fija</b>				
Dólar	15.794	13.352	8.679,4	3.547,5
Euros	-	-	-	68,7
Peso	-	-	-	58,6
<b>Subtotal Tasa de Interés Fija</b>	15.794	13.352	8.679,4	3.674,8
<b>Tasas de Interés Variables</b>				
Dólar	9.226	9.793	6.366,1	419,5
Peso	-	-	-	-
<b>Subtotal Tasa de Interés Variable</b>	9.226	9.793	6.366,1	419,5
<b>Total <sup>(3)</sup></b>	25.020	23.145	15.045,5	4.094,2

(1) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

(2) Cifras reexpresadas en moneda de cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(3) Todos los valores incluyen capital pendiente e intereses acumulados al cierre de cada período o ejercicio.

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.

Los tramos comprendidos dentro del préstamo “Project Finance” están basados en: a) un 80% en una tasa fija más un margen (entre 4,0 y 5,5%); b) una tasa variable LIBOR + el margen antes mencionado. Este préstamo sigue vigente al 31 de marzo de 2020.

Para los préstamos en dólares a tasa fija, el interés promedio ponderado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 asciende a 7,42% y 6,36%, respectivamente. Al 31 de marzo de 2020, la mayoría de estos préstamos se mantenía. El 17 de febrero de 2020, la compañía emitió la obligación negociable clase 2 que devenga una tasa del 9%.

Para los préstamos en dólares la tasa variable al 31 de diciembre de 2019 y al 2018 corresponde a LIBOR más un margen promedio de 5,22% y 4,60%, respectivamente. La mayoría de estos préstamos se mantuvieron vigentes al 31 de marzo de 2020.

Para los préstamos en pesos la tasa de interés variable al 31 de diciembre de 2019 corresponde a la tasa BADLAR más un margen promedio de 10%. El Grupo no contaba con préstamos nominados en pesos al 31 de diciembre de 2018. Al 31 de marzo de 2020, el grupo contaba con una mayor cantidad de préstamos en pesos pero los mismos no superaban 10% de la deuda bruta total.



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. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía no poseía ningún 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 US\$, 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.

Respecto del segmento del negocio del cemento, los clientes de la Compañía son compañías argentinas privadas con las que la Compañía tiene una relación de mucho tiempo.

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 SHEc. Mediante estos contratos de servicios, la Compañía emite facturas mensuales en Dólares (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.

Al 31 de marzo de 2020, el total de cuentas a cobrar de la compañía ascendía a Ps. 2,696 millones, incluyendo provisiones para cuentas por cobrar comerciales de cobro dudoso por Ps 38,7 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.

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 plazo con vencimientos no mayores a tres (3) meses.

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 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. La Compañía vende una porción significativa de su producción de crudo y gas a Trafigura Argentina en la provincia de La Pampa y a YPF en la Provincia de Mendoza. 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. A este respecto, la Compañía ha elegido dichas contrapartes por su renombre internacional, posición financiera e historial financiero. Todas estas empresas tienen mejor calificación crediticia local e internacional que la Compañía.
- Contratos de venta de energía generada a partir de fuentes renovables con CAMMESA. 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 N° 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 N° 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) 4124-9800; (ii) número de fax (+5411) 4300-7640; (iii) dirección de correo electrónico: [info@pcr.com.ar](mailto:info@pcr.com.ar); y (iv) página web: <http://www.pcr.com.ar/>

### ***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***

Acorde a ciertos contratos de financiamiento vigentes, la Compañía no puede pagar dividendos en efectivo en más de U\$S 10 millones de dólares, o su equivalente en pesos, en un mismo período fiscal, y siempre y cuando esta cumpla con las condiciones financieras de dichos contratos.

### ***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 un contrato por la compra e instalación de aerogeneradores con Vestas Argentina S.A., para la obra del Parque Eólico San Jorge - El Mataco. La Compañía se encuentra cumpliendo todos los compromisos allí establecidos.

## **c) Controles de cambio**

### *Tipo de Cambio*

Desde el 1º de abril de 1991 hasta fines de 2001, la Ley Nº 23.928 (la “**Ley de Convertibilidad**”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Emergencia Pública, que puso fin al régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorgó al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el peso ha fluctuado libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tuvo potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. Con algunos altibajos en los años recientes, desde el 2011, el gobierno argentino incrementó el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y para la Argentina.

Atento a los estrictos controles cambiarios que introdujo el gobierno a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas privadas e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas), el tipo de cambio implícito, según se refleja en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros, en comparación con sus respectivas cotizaciones en el mercado local, incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial. A partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 8 de agosto de 2016, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6037 a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando la mayoría de las restricciones para acceder al MULC. Como consecuencia de la eliminación del límite en el monto para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa, disminuyó considerablemente el importante diferencial que existía entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de transacciones con títulos valores. El 30 de diciembre de 2016, el Banco Central flexibilizó aún más los controles cambiarios mediante la eliminación de la repatriación obligatoria de fondos provenientes de la exportación de servicios. El 4 de enero de 2017, el Ministerio de Economía redujo a cero días la permanencia mínima obligatoria aplicable para (i) el ingreso de fondos al mercado cambiario local proveniente de cierta deuda externa y (ii) cualquier ingreso de fondos al mercado cambiario por parte de no residentes.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció casi un 14,00% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 y 2014, una devaluación del peso frente al dólar estadounidense que superó el 30,00%, incluso una depreciación de aproximadamente el 23,00% en enero de 2014. El peso perdió el 52,00% de su valor frente al dólar, con una devaluación del 10,00% desde el 1º de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2015, y una devaluación del 38,00% durante el último trimestre del año, concentrada principalmente luego del 16 de diciembre de 2015, cuando algunos de los controles cambiarios fueron levantados.

Finalmente, durante los últimos cuatro años, durante los cuales los controles cambiarios habían sido sustancialmente eliminados, el valor interanual del dólar estadounidense respecto del peso aumentó aproximadamente en un 21,88% durante el 2016, en un 18,48% durante el 2017, en un 101,38% durante el 2018 y en un 58,40% durante el 2019.

### *Controles de Cambio*

Con fecha 1º de septiembre de 2019 fue publicado el Decreto de Necesidad y Urgencia N°609/2019 (según fuera enmendado por el Decreto N° 91/2019, el “**Decreto 609**”) en el Boletín Oficial que estableció que el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente, introduciendo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el peso. La vigencia de estas normas fue prorrogada indefinidamente por el gobierno del Alberto Fernández mediante el Decreto N° 91/2019 y Comunicación “A” 6854 y 6856 del BCRA.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 (según fuera modificada y/o complementada) por medio de la cual se dispusieron restricciones al acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior, así como medidas que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en dichas medidas.

Asimismo, el Decreto 609 contempla que el BCRA establecerá los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa, con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

El artículo 4º del Decreto 609 sustituye el artículo 2º del Decreto N° 596/2019 (el “**Decreto 596**”) que disponía que la postergación dispuesta en dicho decreto no alcanzaba a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo cuyos tenedores registrados al 31 de julio de 2019 en Caja de Valores S.A. sean personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; por un nuevo artículo que aclara el alcance de tenencia directa e indirecta de las personas humanas, disponiendo que dicha postergación no alcanzará a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo en los casos en que las tenencias: (a) consten al 31 de julio de 2019 en sistemas de registro a través de entidades locales cuyas registraciones sean verificables por las autoridades competentes de contralor de la República Argentina, y (b) correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

Idéntico tratamiento tendrán los títulos suscriptos en la licitación del 13 de agosto de 2019 por personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la respectiva fecha de pago. También estarán incluidos en el tratamiento que les dispensa este artículo, los títulos representativos de deuda alcanzados por este decreto, cuyo titular sea una persona humana que los haya entregado en garantía de operaciones de mercado y los recupere manteniendo su titularidad a la fecha de pago, siempre y cuando la trazabilidad de su titularidad esté asegurada a criterio de la CNV.

Mediante el Decreto 609 también se dispone que los tenedores de los títulos de la deuda pública referidos en el mencionado Decreto 596, cuya fecha de vencimiento original se encuentre vencida, podrán darlos en pago, computándolos a su valor técnico calculado a la fecha de su vencimiento original, para la cancelación de las



siguientes obligaciones de la seguridad social, vencidas y exigibles al 31 de julio de 2019: (1) Aportes y contribuciones con destino al Sistema Previsional Integrado Argentino, establecido por la Ley N°24.241, sus modificaciones y complementarias; (2) Aportes y contribuciones con destino al Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, establecido por la Ley N°19.032 y sus modificaciones; (3) Contribuciones con destino al Régimen Nacional de Asignaciones Familiares, establecido por la Ley N°24.714 y sus modificaciones; y (4) Contribuciones con destino al Fondo Nacional de Empleo, instituido por la Ley N°24.013. Las obligaciones indicadas precedentemente con más sus intereses resarcitorios, punitivos y multas, se calcularán hasta la fecha de cancelación mediante la dación en pago de los títulos indicados en el Decreto 596. A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación "A" 6844 (conforme fuera modificado o complementado, el "**T.O. Comunicación 6844**"), complementarias y modificatorias, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

### ***Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios***

#### *Cobro de Exportaciones de bienes*

De acuerdo al artículo 7.1 del T.O. Comunicación 6844 el contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios mercado de cambios en un plazo de entre 15 y 180 días corridos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana dependiendo de la posición arancelaria del bien exportado.

De manera excepcional, aquellas operaciones que se concreten en el marco del régimen "Exporta Simple" deberán ingresar y liquidarse dentro de los 365 días a computar de la fecha del cumplimiento de embarque, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se aclara que los exportadores que realizaron operaciones con partes vinculadas que correspondan a ciertos bienes podrán solicitar a la entidad encargada del seguimiento de la destinación que extienda el plazo hasta 180 días cuando: (i) el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino; (ii) el exportador no haya registrado exportaciones por un valor total superior al equivalente a U\$50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación corresponde a una operación en la que se cumplen estas condiciones, podrá extender el plazo hasta aquel indicado. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación fue declarada erróneamente ante la Aduana como una operación con contraparte vinculada, se podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el "Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes". La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones – Aplicación de divisas de cobros de exportaciones.

Se admite la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones a:

- (i) Prefinanciaciones y financiaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales.
- (ii) Prefinanciaciones, anticipos y financiaciones ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos.
- (iii) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones.
- (iv) Financiaciones de entidades financieras a importadores del exterior.

Aquellas aplicaciones de cobro de exportaciones que no se encuentren detalladas en los puntos (i), a (iv) precedentes, requerirán la conformidad previa del BCRA.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios.

De acuerdo al artículo 2.2 del T.O. Comunicación 6844 los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los cinco 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.

Enajenación de activos no financieros no producidos

El artículo 2.3 del T.O. Comunicación 6844 dispone que la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos a no residentes deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

Liquidación de Endeudamiento con el Exterior - Obligación y requisitos para el acceso

El artículo 2.4 del T.O. Comunicación 6844 establece la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1° de septiembre de 2019 y la obligación de demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado de cambios para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.

Se aclara que, en el caso de las entidades autorizadas a operar en cambios, lo previsto en la Comunicación “A” 6770 acerca de la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior, se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición General de Cambios.

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

Por su parte, el artículo 2.5 del T.O. Comunicación 6844 dispone que las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, que sean denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo con el objeto de atender dichos servicios de capital e intereses.

Excepciones a la obligación de liquidación

Se dispone en el artículo 2.6 del T.O. Comunicación 6844 que no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios y por la enajenación de activos no financieros no producidos, ni como condición para su repago en los casos de endeudamientos con el exterior y de emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

a) Los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.

b) El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que pueda ser aplicable a la operación.

c) Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado de cambios contra moneda local, teniendo en cuenta los límites establecidos para cada concepto involucrado.

Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

d) La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

### ***Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios***

#### ***Disposiciones generales***

Independientemente de las condiciones y requisitos especificados por las normas cambiarias para cada tipo de operación, mediante la Comunicación “A” 7030 (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 7042 y la Comunicación “A” 7052 del BCRA), el BCRA estableció que para dar acceso al mercado de cambios por las operaciones comprendidas en los puntos 3.1. a 3.11. y 4.4.2. del T.O. Comunicación 6844 (excepto aquellas realizadas por personas humanas que correspondan a la formación de activos externos en función del punto 3.8. del T.O. Comunicación 6844), la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que al momento de acceso al mercado de cambios:

a. (i) No poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a US\$ 100.000 (cien mil dólares estadounidenses) y (ii) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras. 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 otra parte, 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.

b. Se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en (i) el cobro de préstamos otorgados a terceros, (ii) el cobro de un depósito a plazo o (iii) de la venta de cualquier tipo de activo, (en todos los supuestos (i), (ii) y (iii) mencionados más arriba, cuando la operación en cuestión se hubiera concertado con posterioridad al 28 de mayo de 2020).

La declaración jurada del cliente no será requerida para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de entidades financieras, (ii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y (iii) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Por su parte, la Comunicación “A” 7001 del Banco Central (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 7030 y la Comunicación “A” 7042 del Banco Central) estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios—incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes— la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del Banco Central (adicionalmente

a los requisitos que sean aplicables para que la entidad autorizada a operar en cambios dé curso a la operación) salvo que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que (i) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior (hasta el 30 de julio de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1° de mayo de 2020 inclusive); y (ii) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes. En este sentido, deberá tenerse presente que la realización de una operación de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o su transferencia a entidades depositarias del exterior puede resultar un condicionante para el acceso al mercado de cambios para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera, independientemente de que el acceso se encuentre expresamente previsto en las normas cambiarias.

El requisito del párrafo anterior no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (i) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, (ii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y (iii) operaciones comprendidas en el punto 3.12.4. del T.O. Comunicación 6844 en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

#### Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

El Artículo 3.1 del T.O. Comunicación 6844 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 financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para pagos de deudas vencidas o a la vista por importaciones de bienes con empresas vinculadas del exterior cuando supere el equivalente a US\$ 2 millones mensuales por cliente residente.

Se aclara que se consideran "deudas vencidas y a la vista de importaciones de bienes" a todas aquellas pendientes al 31 de agosto de 2019, tanto aquellas cuyo vencimiento hubiera operado con anterioridad a dicha fecha, como las que no tuvieran una fecha de vencimiento estipulada.

Sin perjuicio de lo descripto anteriormente, conforme fuera establecido por la Comunicación "A" 7030 del BCRA (conforme fuera modificada por las Comunicaciones "A" 7042, 7052, 7068 y 7079 del Banco Central), hasta el 31 de agosto de 2020, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes o para los pagos anticipados de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes (código de concepto P13), a menos que se verifique alguna de las siguientes situaciones:

a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos por importaciones de servicios realizados a través del mercado de cambios durante el 2020, incluido el pago por el cual está solicitado acceso, no supera el monto de bienes importados registrados a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) durante el 2020.

En la declaración también deberá constar que el cliente se compromete a que no realizará, en el marco de lo previsto en los puntos b) y c) debajo, pagos de importaciones de bienes que cuentan con el registro de ingreso aduanero por el monto de las importaciones comprendidas en esta declaración que no represente un excedente sobre el monto total de los pagos de importaciones de bienes según lo definido.

b) Se trate de un pago diferido a la vista de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1° de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha.

Para los bienes que correspondan a los capítulos 30 y 31 de la Nomenclatura Común del Mercosur o sean insumos para la producción local de medicamentos, podrán realizarse los referidos pagos en la medida que se trate de operaciones que se hayan embarcado a partir del 12 de junio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, y en el caso de tratarse de insumos para la producción local de medicamentos que encuadrasen en este punto y no en el inmediato anterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el punto b) en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

d) Se trate de un pago por: (i) el sector público, (ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias, (iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.

e) Se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente a cursar por una persona jurídica que tenga a su cargo la provisión de medicamentos críticos a ingresar por solicitud particular por el beneficiario de dicha cobertura médica.

f) Se trate de un pago de importaciones con registro aduanero pendiente destinado a la compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N° 333/2020 y sus complementarias.

g) Se trate de otros pagos de importaciones de bienes en la medida que la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia que, incluyendo el pago cuyo curso se está solicitando, no se supera el equivalente a US\$ 1.000.000 (un millón de dólares estadounidenses) al considerar la suma de:

(i) el monto pendiente de regularización por los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente que realizó a partir del 1° de septiembre de 2019; y

(ii) los accesos al mercado de cambios desde el 13 de julio de 2020 que correspondan a pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero que no encuadrarían en lo previsto en los puntos a), b) y c) precedentes.

Cuando se trate de pagos por la importación de productos relacionados con la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la atención médica y/o sanitaria de la población o insumos que sean necesarios para la elaboración local de los mismos, se podrán realizar otros pagos con registro aduanero pendiente en la medida que el monto pendiente de regularización referido no supere en más del equivalente a US\$ 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) al monto disponible en virtud de lo indicado en el párrafo precedente una vez deducidos los pagos del punto g)(ii). La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

La entidad deberá contar con la documentación que le permita verificar el cumplimiento de los restantes requisitos establecidos para la operación por la normativa cambiaria.

El BCRA realizará una verificación continua del cumplimiento de lo previsto en el presente punto a partir de la utilización de la información que dispone respecto a los pagos de importaciones de bienes cursados por el mercado de cambios y el detalle de las oficializaciones de importaciones incluidas en el SEPAIMPO.

#### Pagos de servicios prestados por no residentes

Dispone en el artículo 3.2 del T.O. Comunicación 6844 que se permite el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios prestados por no residentes (siempre que sean entidades no vinculadas, salvo por excepciones expresamente previstas entre las que se destaca el pago de primas de reaseguros en el exterior, cuyo beneficiario haya sido admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación), 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".

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

#### Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

Se permite el acceso al mercado de cambios para pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, en la medida en 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".

Asimismo, se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

#### Pagos de utilidades y dividendos

El artículo 3.4 del T.O. Comunicación 6844 permite 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, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

##### a) Montos máximos:

-El monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020 en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de dicha fecha.

-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.

##### b) Plazo mínimo:

-El acceso al mercado de cambios deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado.

##### c) Requisitos documentales:

-Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

-Al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

-De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.

### Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

Al respecto, el artículo 3.5 del T.O. Comunicación 6844, permite el acceso al mercado de cambios para pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros, fijando como requisitos:

-Que los fondos desembolsados a partir del 1° de septiembre del 2019 hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios. Dicho requisito no será de aplicación en tanto se trate de endeudamientos con el exterior que tengan origen a partir del 1° de septiembre de 2019, que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso al mercado de cambios y en la medida que dichas refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original. Que sea demostrado, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

A su vez, será necesaria la conformidad del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de residentes a los efectos de realizar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda por un período anterior que supere los 3 días hábiles de su vencimiento. Será de excepción dicha conformidad en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

-Dicha precancelación sea realizada simultáneamente con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento financiero desembolsado a partir de la fecha.

-El nuevo endeudamiento tenga una vida promedio mayor al remanente de la deuda precancelada.

- El primer vencimiento de servicio de capital de la nueva deuda sea en una fecha posterior y por un monto no mayor, al próximo vencimiento de servicio de capital de la deuda precancelada.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comunicación “A” 7030 del BCRA (conforme fuera modificada por las Comunicaciones “A” 7042, 7052, 7068 y 7079 del Banco Central) estableció que hasta el 31 de agosto de 2020 se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, sin perjuicio de que este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales.

### Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera entre residentes

El artículo 3.6 del T.O. Comunicación 6844 fija la prohibición del acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, fija como excepciones:

-Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito).

-Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.

-Pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) se encuentren denominadas y suscriptas en su 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 sean liquidados a través del mercado de cambios.

### Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

En el artículo 3.7 del T.O. Comunicación 6844 se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de principal o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente, para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que

el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables. Asimismo, sujeto a ciertas condiciones un fiduciario podrá acceder al mercado de cambios para garantizar ciertos pagos de capital e intereses de deuda financiera con el exterior y anticipar el acceso al mismo.

*Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.*

El artículo 3.8 del T.O. Comunicación 6844 establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de personas humanas residentes para la constitución de ciertos activos externos, ayuda familiar y para la operatoria de derivados (con excepción la referida en el artículo 4.4.2. del T.O. Comunicación 6844) cuando supere el equivalente de US\$200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios y en el conjunto de los conceptos señalados precedentemente.

Asimismo, se establece que operación deberá cursarse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de US\$100 en el mes calendario y en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios.

En los casos que se trate de conceptos incluidos en activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán dar acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera en el marco de las operaciones contempladas en el mencionado punto a quienes se encuentren incluidos en el listado elaborado por el BCRA en el que se informa periódicamente las personas humanas que ya han alcanzado en ese mes calendario los límites previstos o que los hayan excedido en el mes calendario anterior.

Se establece como requisito para el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes dentro de los límites mensuales establecidos en los párrafos precedentes, la presentación de una declaración jurada por parte del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los cinco días hábiles a partir de la fecha de liquidación de dicha operación de cambio.

Por otro lado, el artículo 1° de la Resolución General N° 808 de fecha 12 de septiembre de 2019, a efectos de cursar toda operación de compra de valores negociables en dólares (especie D) por un monto de hasta US\$200 por parte de personas humanas, los agentes de liquidación y compensación deberán contar previamente con una declaración jurada del titular que manifieste que los fondos en dólares no provienen de una operación de MLC realizada en los últimos 5 días hábiles. Asimismo, las operaciones de compra de valores negociables en dólares (especie D) sólo podrán ser cursadas para ser liquidadas en el plazo de contado de 48 horas. Los valores negociables acreditados por dicha compra no podrán ser transferidos para cubrir la liquidación de una operación de venta en pesos hasta haber transcurrido.

Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 3.9 del T.O. Comunicación 6844 que está permitido el acceso al mercado de cambios de las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

*Compra de moneda extranjera por parte de no residentes*

El artículo 3.8 del T.O. Comunicación 6844 dispone que se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera.

Se exceptúan del límite del párrafo precedente las operaciones de: (a) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones, (c) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones



u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones, y (d) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.

Asimismo, mediante la Comunicación "A" 6883, el BCRA estableció que a partir del 1° de marzo de 2020, también estará exceptuada la compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 (Dólares Estadounidenses cien) 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.

La Comunicación "A" 6776 aclaró que las restricciones para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes establecidas por la Comunicación "A" 6770 solamente aplican para la compra de moneda extranjera.

#### Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

Al respecto, el artículo 3.10 del T.O. Comunicación 6844 establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas jurídicas, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados.

#### Derivados Financieros

Al respecto, el artículo 4.4 del T.O. Comunicación 6844 ordena que todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquiera otro tipo de derivados celebrados en el país realizados por entidades deberán – a partir del 11 de septiembre de 2019- efectuarse en moneda local.

Asimismo, permite el acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

Se establece que el cliente que acceda al MLC usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los cinco días hábiles siguientes.

#### **Otras disposiciones específicas**

##### Canjes y arbitrajes con clientes

El artículo 4.2 del T.O. Comunicación 6844 permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje en determinados casos. Ellos son (i) ingresos de divisas del exterior que no correspondan a operaciones sujetas a la obligación de liquidación en el MLC, (ii) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (iii) transferencias de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, (iv) operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior en tanto que los fondos se debiten de una cuenta en

moneda extranjera del cliente en una entidad local y (v) las demás operaciones de canje y arbitraje con clientes podrán efectuarse sin conformidad previa del BCRA siempre que, de realizarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan llevarse a cabo sin dicha conformidad según la normativa vigente.

#### Operaciones con títulos valores

Dispone el artículo 4.5 del T.O. Comunicación 6844 que los títulos valores adquiridos por personas humanas mediante liquidación en moneda extranjera deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a cinco días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos en otra especie o transferidos a otras entidades depositarias. Se aclara que este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los títulos valores sea contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra.

Asimismo, se estableció que las personas humanas que transfieran divisas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior deben presentar una declaración jurada de que no han efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos cinco días hábiles.

La transferencia de divisas de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior se puede efectuar sin restricciones, pero estableció que para transferir divisas al exterior para la formación de activos externos, el acceso de las personas humanas residentes al mercado de cambio, debe tener como destino cuentas bancarias de su titularidad en el exterior.

#### Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

El artículo 4.6 del T.O. Comunicación 6844 establece que las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes, a la vez que también podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor. La entidad financiera deberá contar con la validación de la declaración del “Relevamiento de activos y pasivos externos”, en la medida que sea aplicable.

#### Contado con liquidación

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán comprar con liquidación en moneda extranjera títulos valores en el mercado secundario ni utilizar tenencias de su posición general de cambios para pagos a proveedores locales.

La Comunicación “A” 6993 del Banco Central dispone, entre otros puntos, que las personas que accedan a “Créditos a Tasa Cero” acordados en el marco del artículo 9º del Decreto N° 332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo, no podrán, hasta su total cancelación, vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera ni transferirlos a otras entidades depositarias.

Similares limitaciones y requisitos aplican para quienes hayan accedido otros créditos o programas de financiamiento especiales otorgados por el gobierno argentino en el marco de la pandemia “COVID 19” entre los cuales se encuentran: (i) salarios complementarios del el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP) acordados en el marco del artículo 8º del Decreto N°332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo, (ii) financiamientos a las MiPyMEs con tasa de interés al 24% previstas en la Comunicación “A” 6937 del BCRA y (iii) financiamientos a las MiPyMEs con tasa de interés al 24% que cuenten con garantía del Fondo de Garantías Argentino (FOGAR) previstas en la Comunicación “A” 7006 del Banco Central. En este sentido, a la fecha de este Prospecto, la Sociedad no resulta beneficiaria, en su carácter de empleadora, del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP).

Por su parte, la Comunicación “A” 7001 (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 7030 y la Comunicación “A” 7042 del Banco Central) del Banco Central estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes– la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del Banco Central (adicionalmente a los requisitos que sean aplicables para que la entidad autorizada a operar en cambios dé curso a la operación) salvo que cuente con una declaración jurada del cliente en la deje constancia que (i) en el día en que solicita el

acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior (hasta el 30 de julio de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1° de mayo de 2020 inclusive); y (ii) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes. En este sentido, deberá tenerse presente que la realización de una operación de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o su transferencia a entidades depositarias del exterior puede resultar un condicionante para el acceso al mercado de cambios para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera, independientemente de que el acceso se encuentre expresamente previsto en las normas cambiarias.

Asimismo, el 25 de mayo de 2020, la CNV dictó la Resolución General 841/2020 (la “**Resolución 841 de la CNV**”) mediante la cual impuso un plazo mínimo de tenencia de cinco días hábiles (el “**Plazo Mínimo de Tenencia**”) para poder dar curso a operaciones de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias a entidades depositarias del exterior por parte de personas humanas y jurídicas. El Plazo Mínimo de Tenencia no será de aplicación para los casos de (i) ventas de valores negociables en moneda extranjera que sean realizadas en la misma jurisdicción y moneda (o especie) de aquella en o con la cual fueron adquiridos; (ii) ventas por parte de personas jurídicas en jurisdicción local de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en Argentina (dólar MEP), en la medida en que tales valores negociables hayan sido adquiridos con moneda extranjera en jurisdicción extranjera (dólar cable); y (iii) ventas de valores negociables denominados en moneda extranjera con liquidación en Pesos argentinos. A fines cambiarios, los Dólares estadounidenses depositados en Argentina (dólar MEP) y los Dólares estadounidenses en el exterior (dólar cable) son considerados especies diferentes de moneda extranjera.

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 mod. 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.

Por otra parte, el 19 de junio de 2020, la CNV dictó la Resolución General 843/2020 que, entre otras cuestiones estableció que:

(i) los valores negociables acreditados en el agente depositario central de valores negociables, provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en el mercado local con liquidación en moneda extranjera hasta tanto hayan transcurrido cinco días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local;

(ii) la concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional con valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la República Argentina, por parte de las subcuentas de cartera propia de titularidad de los Agentes inscriptos y demás sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en mercados autorizados y/o cámaras compensadoras registradas ante la CNV; y

(iii) cuando en la concertación local de operaciones con liquidación en moneda extranjera cable y en la concertación de operaciones en mercados del exterior como cliente, realizadas por las subcuentas comitentes de titularidad de los agentes inscriptos, la cantidad de nominales vendidos en un valor negociable supere la cantidad comprada, de resultar un excedente de fondos, el Agente deberá aplicar, en el mismo día de negociación, como mínimo el 90% de dicho excedente a operaciones de compra de valores negociables en moneda extranjera cable concertadas en el mercado regulado local y/o compras en mercados del exterior como cliente. Cuando dicha compensación incluya operaciones de compra y venta en carácter de cliente en mercados del exterior, los agentes inscriptos deberán informar, con carácter de declaración jurada semanal y por cada una de las subcuentas involucradas, detalle de fecha de concertación/liquidación, contraparte, especie, cantidad y precio, detalladas y agrupadas por día de concertación, justificando que al cierre de cada periodo semanal, el

monto neto resultante de las ventas con liquidación cable más las ventas en el exterior como cliente, no superó las compras con liquidación cable en el mercado local más las compras de valores negociables en el exterior.

Finalmente, en virtud de lo establecido en el Decreto N° 488/2020, desde el 19 de mayo y hasta el 31 de diciembre de 2020, las empresas productoras de hidrocarburos no podrán acceder al mercado de cambios para formar activos externos ni al mercado de bonos para operaciones de contado con liquidación en el exterior.

#### Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario.

#### Restricciones a los Fondos Comunes de Inversión (“FCI”)

##### R.G. CNV 835/2020

El 23 de abril de 2020 la CNV emitió la Resolución General N° 835/2020 (la “**RG CNV 835**”) mediante la cual modificó las limitaciones en materia de liquidez y disponibilidades aplicables a los FCI abiertos (excepto los denominados “*money market*”):

- 1) Todos los fondos en general puedan mantener hasta el 100% (cien por ciento) del patrimonio neto en pesos o cuotapartes de fondos *money market*.
- 2) Aquellos FCI denominados en moneda extranjera, puedan mantener hasta el 100% (cien por ciento) del patrimonio neto en tal moneda, tanto en cuentas locales o del exterior.
- 3) Aquellos FCI denominados en moneda extranjera pero que poseen cuotapartes que se suscriben en pesos, pueden mantener hasta el 25% del patrimonio neto en la moneda del fondo, tanto en cuentas locales como del exterior. Esta limitación no alcanza a aquellos FCI autorizados en el marco del blanqueo dispuesto por la Ley 27.260 ni a los montos depositados correspondientes a cuotapartistas no incluidos bajo los Decretos 596/19 y 141/20.

Por otro lado, aquellos FCI en pesos que tengan divisas como activo de inversión, sólo podrán invertir en ellas hasta el 25% de su patrimonio neto, debiendo estar depositadas en cuentas locales o del exterior. Esta limitación no alcanza a los montos depositados correspondientes a cuotapartistas no incluidos bajo los Decretos 596/19 y 141/20.

##### R.G. CNV 836/2020

El 28 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General Nro. 836/2020 (la “**RG CNV 836**”), la cual tiene como finalidad establecer que los FCI denominados en moneda de curso legal, deberán invertir, al menos, el 75% del patrimonio del mismo en instrumentos financieros y valores negociables emitidos en el país exclusivamente en dicha moneda de curso legal.

El cronograma de adecuación para que los fondos que tienen otra constitución alcancen a cumplimentar estas disposiciones es:

- al 4 de mayo de 2020, deberán reducir en un 30% la inversión en exceso;
- al 8 de mayo de 2020, deberán reducir en un 30% adicional la inversión en exceso; y
- al 15 de mayo de 2020, las inversiones deberán estar adecuadas en su totalidad.

##### R.G. CNV 838/2020

El 13 de mayo de 2020, la CNV sancionó la Resolución General Nro. 838/2020 (la “**RG CNV 838**”) 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 emitida sy 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, la Sociedad no posee cuotapartes en FCI afectados por la RG CNV 835, la RG CNV 836 y/o la RG CNV 838.

#### **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. Cabe destacar que el 29 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430 (la “**Ley de Reforma Tributaria**”), que introdujo diversas modificaciones al régimen tributario anterior. El 12 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 que reglamenta la Ley de Reforma Tributaria con respecto al Impuesto a las Ganancias aplicable a las ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior (según se definen a continuación) provenientes de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1170/2018, reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Asimismo, el 06 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 824/2019 mediante el cual se aprueba un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El 09 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias junto con ciertas modificaciones. Cabe señalar que el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 (la “**Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**”), que también introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, el Decreto N°116/2020 y el Decreto N°330/2020 respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional reglamentó algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Además, la citada ley ha sido reglamentada a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N°4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP)N° 4673/2020 (B.O.07.02.2020), la Resolución General (AFIP) N°4690/2020 (B.O. 01.04.2020), la Resolución General (AFIP) N°4691/2020 (B.O. 02/04/2020), entre otras. Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las citadas normas; no obstante, esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables.*

*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 administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos. Al respecto destacamos que sin perjuicio de que se han dictado las citadas normas, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las recientes modificaciones incorporadas serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de la Argentina.*

*Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).*

### **Impuesto a las Ganancias**

#### *a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país*

##### *Ejercicios fiscales 2018 y 2019*

En virtud de las modificaciones introducidas por la Ley de Reforma Tributaria, para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, la ganancia neta de fuente argentina derivada de resultados en concepto de los intereses de las obligaciones negociables y los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, conversión u otra forma de disposición de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravados por el Impuesto a las Ganancias. Así, las ganancias obtenidas, durante dicho período, en concepto de intereses o rendimientos y/o las ganancias de capital por la venta de obligaciones negociables realizadas por esos sujetos quedan alcanzadas 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). Conforme el artículo 100 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la Ley de Impuesto a las Ganancias por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas, los costos de adquisición y gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La Resolución General (AFIP) N° 4190-E/2018 establece que, para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) N° 830/2000 en relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada durante dicho período por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley de Reforma Tributaria, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que fuera mayor.

Si la enajenación de las Obligaciones Negociables arrojara un quebranto, este no resultará computable en la medida que el contribuyente adquiera dentro de las 72 horas previas o posteriores un valor de naturaleza sustancialmente similar, debiendo adicionarse el referido quebranto al costo de adquisición de este último.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, la Ley de Reforma Tributaria creó reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las Obligaciones Negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los quebrantos o ganancias derivados de dichas inversiones previstas en el Capítulo II, Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias con ganancias o pérdidas generadas en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias). Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del período fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado. Por su parte, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en su artículo 47 dispone la posibilidad de optar por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General N°4394/2019 de la AFIP implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual debe presentarse una declaración jurada por medio de la cual las entidades financieras comprendidas en la Ley de Entidades Financieras, Ley N° 21.526 (la “**Ley de Entidades Financieras**”), agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deben informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General N°4395/2019 de la AFIP contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del impuesto cedular que recae sobre la renta financiera, la AFIP pondrá a disposición, a través del servicio “Nuestra Parte” al que se accede con Clave Fiscal, la información con que cuente respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuota partes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

De acuerdo a la Resolución General (AFIP) N° 4298/2018, publicada el 29 de agosto del 2018 en el Boletín Oficial, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1° de enero de 2019.

#### *Ejercicio fiscal 2020 y siguientes*

Señalamos que el artículo 32 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva deroga a partir del período fiscal 2020, los artículos 95 y 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que establecían para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (por ejemplo, intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión.

Asimismo, a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se restablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, 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 Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país. En virtud de ello, las ganancias derivadas de los intereses de obligaciones negociables que cumplan con las condiciones del artículo 36 de la Ley de

Obligaciones Negociables se encontrarán exentos para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Además, el artículo 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentas 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 Ley de Impuesto a las Ganancias.

Se reitera que, como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, la vigencia y el alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley) que se espera sean emitidas a la brevedad.

#### *b) Entidades Argentinas*

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (en general: las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1° de la Ley N°22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el artículo 6° de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante- beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1° de la Ley N°24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (las “**Entidades Argentinas**”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias. La Ley de Reforma Tributaria, que fuera promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día viernes 29 de diciembre de 2017, introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. Entre tales cambios introdujo una reducción de la alícuota corporativa aplicable a las Entidades Argentina (es decir, alícuota del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020 y siguientes) y se prevé una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades o bien al momento en que se produzcan ciertos indicios que den lugar a la aplicación de la figura de “dividendos fictos”. Sin embargo, destacamos que en virtud del artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se suspende la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley de Reforma Tributaria hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30% y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las Entidades Argentinas.

La Ley de Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Ley de Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del



sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

*c) Beneficiarios del Exterior*

La Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida que (i) se trate de obligaciones negociables a que se refiere el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables; (ii) que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición infra).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones (los “**Requisitos y Condiciones de Exención**”):

- (i) se trate de emisiones de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- (ii) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en la Argentina, adquisición de fondos de comercio situados en la Argentina, integración de capital de trabajo en la Argentina o refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la sociedad emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados;
- (iii) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descritos en el apartado (ii) anterior.

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley de Entidades Financieras, los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (ii). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los Requisitos y Condiciones de Exención.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35 % prevista en el artículo 102 de la ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el artículo 26 u) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en jurisdicciones cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados. Similar tratamiento correspondería si el emisor fuera una entidad financiera argentina regida por la Ley de Entidades Financieras.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que 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 Ley de Impuesto a las Ganancias sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de la citada ley. La Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el artículo 252 del decreto reglamentario de la ley de Impuesto a las Ganancias, en los supuestos contemplados en el último párrafo del artículo 98 de la ley de Impuesto a las Ganancias, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

Se reitera que, como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se restableció, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria (entre ellas, las exenciones previstas en la Ley de Obligaciones Negociables), quedando aún pendientes ciertas aclaraciones y definiciones sobre su alcance, las que se espera sean emitidas a la brevedad.

### ***Impuesto sobre los Bienes Personales***

#### *Hasta el ejercicio fiscal 2018*

Con aplicación hasta el período fiscal 2018, las personas físicas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en Argentina y en el exterior, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales (el "IBP") situados en el país y en el exterior (tales como las Obligaciones Negociables) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año. De igual modo, con aplicación hasta el período fiscal 2018, las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan el IBP por sus bienes situados en Argentina. Se considera que las obligaciones negociables están situadas en el país cuando el domicilio del emisor esté ubicado en Argentina.

#### *Ejercicio fiscal 2019 y siguientes*

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se registrarán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de "domicilio". Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación "domicilio" con relación al IBP, debe entenderse referida a "residencia".

De conformidad con el artículo 28 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con efectos a partir del período fiscal 2019, las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por las personas físicas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por un valor que exceda el mínimo no imponible (bienes no

incluidos en el artículo agregado a continuación del artículo 25 de la Ley de IBP cuyo valor en conjunto sea igual o inferior a Ps.2.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a Ps.18.000.000,00) se registrarán de acuerdo a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	3.000.000, inclusive	0	0,50 %	0
3.000.001	6.500.000, inclusive	15.000	0,75 %	3.000.000
6.500.001	18.000.000, inclusive	41.250	1,00 %	6.500.000
18.000.001	En adelante	156.250	1,25 %	18.000.000

Además, se delega en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. En tal sentido, mediante el dictado del Decreto N° 99/2019, se dispone que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas físicas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de \$	a \$	
0	3.000.000, inclusive	0,70
3.000.001	6.500.000, inclusive	1,20
6.500.001	18.000.000, inclusive	1,80
18.000.001	En adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior.

*Personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior*

Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a las alícuotas de: (i) para el año 2017, 0,50%; (ii) para el año 2018, 0,25%, en ambos casos sobre el valor de los bienes sujetos al impuesto; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 255,75. Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50% (conforme el artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva).

El impuesto se aplica (i) en el caso de obligaciones negociables con cotización, sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables; y (ii) en el caso de obligaciones negociables sin cotización, sobre los costos de adquisición incrementado, de corresponder, en el importe de los intereses, actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieren devengado. En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (artículos aplicables de la Ley N°23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/1996 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” (conforme se define a continuación) establecido en el párrafo primero del artículo 26 de la Ley de IBP (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas o con residencia, según el período fiscal que corresponda, en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el período fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “**Obligado Sustituto**”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores (tal como lo son las Obligaciones Negociables): (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/1996 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -decreto reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006 de la Administración Federal de Ingresos Públicos, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

### ***Impuesto al Valor Agregado***

De conformidad con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de los Requisitos y Condiciones de Exención antes descriptos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos se encuentra exenta de dicho impuesto, aun si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención previstos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

### ***Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta***

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta se derogó para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

### ***Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias***

En virtud de la Ley N°25.413, con su modificatoria, se creó un impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias (el "ICD") aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras 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), señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva 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 cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2 % y una reducida del 0,075%.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota del 1,2%, podrán tomar el 33% del impuesto abonado como pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias y/o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito del Impuesto a las Ganancias 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 a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. (Para más información ver artículo 10, inciso s) del anexo del Decreto N°380/2001 y su adenda por el Decreto N°1364/2004).

Además, el artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual

finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General AFIP N°3900/2016.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

### ***Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)***

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones 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, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

### ***Impuesto sobre los Ingresos Brutos***

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como la Provincia de Santa Fe, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras resulte de aplicación la exención en el Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (el “**Consenso Fiscal**” y/o el “**Consenso**”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

### ***Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias***

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Santa Fe, Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que resultan aplicables a los

créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del Impuesto sobre los Ingresos Brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto. En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

### ***Impuesto de Sellos***

El Impuesto de Sellos es un tributo local, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el artículo 498, inciso 54 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N°23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realice para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el artículo 498 inciso 50 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N°26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos valores negociables. Esta exención ampara los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores negociables ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

En la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297, inciso 45 del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a la constitución de cualquier garantía, real o personal, a favor de los inversores o terceros

garantes de la emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, esta exención queda sin efecto, si en un 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 las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, en la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la dicha provincia establece una exención para actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N°23.576 y con la Ley N°23.962. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, 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. Asimismo, se establecen exenciones en la Provincia de Buenos Aires para los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos.

Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al Impuesto de Sellos.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto de Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. Sin perjuicio de lo indicado, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

#### ***Tasa de Justicia***

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

#### ***Otras Consideraciones***

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el "ITGB") (Ley N°14.044 y sus modificatorias y Ley N°10.097, respectivamente). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

1. El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
2. Son contribuyentes del ITGB las personas físicas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
3. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires
4. Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii)



los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

5. En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2020 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a Ps. 322.800, monto que se eleva a Ps. 1.344.000, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

6. En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

### ***Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación***

De acuerdo con la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinará el Impuesto a las Ganancias sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el IVA sobre el receptor local, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- (ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados cooperadores a los fines de la transparencia fiscal”, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio

de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. En tal sentido, el artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Bosnia y Herzegovina, 2. Brecqhou, 3. Burkina Faso, 4. Estado de Eritrea, 5. Estado de la Ciudad del Vaticano, 6. Estado de Libia, 7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea, 8. Estado Plurinacional de Bolivia, 9. Isla Ascensión, 10. Isla de Sark, 11. Isla Santa Elena, 12. Islas Salomón, 13. Los Estados Federados de Micronesia, 14. Mongolia, 15. Montenegro, 16. Reino de Bután, 17. Reino de Camboya, 18. Reino de Lesoto, 19. Reino de Suazilandia, 20. Reino de Tailandia, 21. Reino de Tonga, 22. Reino Hachemita de Jordania, 23. República Kirguisa, 24. República Árabe de Egipto, 25. República Árabe Siria, 26. República Argelina Democrática y Popular, 27. República Centroafricana, 28. República Cooperativa de Guyana, 29. República de Angola, 30. República de Bielorrusia, 31. República de Botsuana, 32. República de Burundi, 33. República de Cabo Verde, 34. República de Costa de Marfil, 35. República de Cuba, 36. República de Filipinas, 37. República de Fiyi, 38. República de Gambia, 39. República de Guinea, 40. República de Guinea Ecuatorial, 41. República de Guinea-Bisáu, 42. República de Haití, 43. República de Honduras, 44. República de Irak, 45. República de Kenia, 46. República de Kiribati, 47. República de la Unión de Myanmar, 48. República de Liberia, 49. República de Madagascar, 50. República de Malawi, 51. República de Maldivas, 52. República de Malí, 53. República de Mozambique, 54. República de Namibia, 55. República de Nicaragua, 56. República de Palaos, 57. República de Ruanda, 58. República de Sierra Leona, 59. República de Sudán del Sur, 60. República de Surinam, 61. República de Tayikistán, 62. República de Trinidad y Tobago, 63. República de Uzbekistán, 64. República de Yemen, 65. República de Yibuti, 66. República de Zambia, 67. República de Zimbabue, 68. República del Chad, 69. República del Níger, 70. República del Paraguay, 71. República del Sudán, 72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe, 73. República Democrática de Timor Oriental, 74. República del Congo, 75. República Democrática del Congo, 76. República Democrática Federal de Etiopía, 77. República Democrática Popular Lao, 78. República Democrática Socialista de Sri Lanka, 79. República Federal de Somalia, 80. República Federal Democrática de Nepal, 81. República Gabonesa, 82. República Islámica de Afganistán, 83. República Islámica de Irán, 84. República Islámica de Mauritania, 85. República Popular de Bangladés, 86. República Popular de Benín, 87. República Popular Democrática de Corea, 88. República Socialista de Vietnam, 89. República Togolesa, 90. República Unida de Tanzania, 91. Sultanato de Omán, 92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno, 93. Tristán da Cunha, y 94. Tuvalu, 95. Unión de las Comoras.

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esa ley.

El artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, 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. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

### ***Convenios para evitar la doble imposición internacional***

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición, vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza y Emiratos Árabes Unidos). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Qatar, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos. Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

**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**

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 y 26.734 (conjuntamente, la “**Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo**”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (“**PLA/FT**”), 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 Economía, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos y el financiamiento del terrorismo.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo 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 y Financiamiento del Terrorismo 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, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

(i) Si el monto de la operación supera los Ps. 300.000, pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Dicha pena se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando:

(a) la persona realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza;

(b) la persona sea un funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requiriera habilitación especial.

(ii) quien recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las descriptas precedentemente, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;

(iii) si el valor de los bienes no excediese la suma de \$300.000, la pena será de prisión por el plazo de seis (6) meses a tres (3) años.

*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 suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

*c) Financiamiento del terrorismo*

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo. Comete este delito cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes o dinero, 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.

La pena prevista es prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, serán de aplicación las mismas sanciones para personas de existencia ideal descriptas para el delito de lavado de activos.

*Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF*

La Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y las normas que la complementan, 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 Banco Central de la República Argentina (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) 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; (iv) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la Administración Federal de Ingresos Públicos (la “AFIP”), la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia (la “IGJ”); y (v) profesionales del área de ciencias económicas 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° 731/2018 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 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) realizar un procedimiento de debida diligencia (*due diligence*) de sus clientes y reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que, de acuerdo con las prácticas habituales del área involucrada, así como la experiencia y competencia de los sujetos obligados, sean operaciones tentadas o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por el sujeto obligado, así como cualquier operación sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada, independientemente de su monto); y

(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. Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, 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.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA<sup>5</sup> como la CNV<sup>6</sup> 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° 30/17 y 21/2018, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas,

---

<sup>5</sup> Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 97/2018.

<sup>6</sup> Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 155/2018.

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 (cuyos textos ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18, a la cual recomendamos remitirse para consultar el estado actualizado de las normativas citadas) cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un “Enfoque Basado en Riesgos”, en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (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.

#### Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los sujetos obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados considerados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

#### Régimen de Sinceramiento Fiscal

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su decreto reglamentario N° 895/16 (conjuntamente el “Régimen de Sinceramiento Fiscal”) establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la UIF y siempre que concurren indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

**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 CP 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](http://www.argentina.gob.ar/economia)), de la sección de información legislativa ([www.infoleg.gob.ar](http://www.infoleg.gob.ar)), de la UIF ([www.argentina.gob.ar/uif](http://www.argentina.gob.ar/uif)), de la CNV ([www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)) y/o del BCRA ([www.bcra.gov.ar](http://www.bcra.gov.ar)). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.**

#### **g) Ley de Solidaridad**

La Ley N° 27.541 publicada el 23 de diciembre de 2019 declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social y otorga facultades especiales al Poder Ejecutivo Nacional en dichas materias hasta el 31 de diciembre de 2020.

A continuación, detallamos los aspectos salientes de esta nueva normativa:

#### *Deuda Pública*

El Poder Ejecutivo Nacional se encuentra facultado a renegociar la deuda pública nacional con los acreedores de la República Argentina, debiendo informar el resultado de las gestiones al Congreso de la Nación.

#### *Sistema Energético*

El Poder Ejecutivo Nacional se encuentra facultado a mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y a renegociar de la Revisión Tarifaria Integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario desde la entrada en vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020.

El Poder Ejecutivo Nacional podrá intervenir administrativamente por 1 año el ENRE y ENARGAS, suspendiendo la aplicación del art. 124 de la Ley de Presupuesto 2019 (en virtud del cual pasaron a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

El ENRE mantendría su competencia sobre el servicio público de distribución de energía eléctrica de Edenor y Edesur.

#### *Obligaciones Impositivas*

Entre las principales reglamentaciones en materia impositiva previstas en la ley, se destacan:

**Moratoria:** Se establece una moratoria con relación a ciertas obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras vencidas al 30 de noviembre de 2019 inclusive (aun aquellas que se encuentren en discusión administrativa o judicial), y la condonación de intereses, multas y demás sanciones relacionadas con dichas obligaciones para MIPYMES y entidades civiles sin fines de lucro.

El acogimiento podrá realizarse, luego de dictada la reglamentación, hasta el 30 de abril de 2020, inclusive.

**Reintegros a Sectores Vulnerados:** Se faculta a la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) para establecer un régimen de reintegros para personas humanas que sean consumidores finales, y un régimen de estímulo para pequeños contribuyentes para fomentar la inclusión financiera y la formalización de la economía.

**Alícuotas Correspondientes a Contribuciones Patronales:** Se establecen en:

(i) 20,40% para los empleadores pertenecientes al sector privado cuya actividad principal encuadre en el sector "Servicios" o en el sector "Comercio" de acuerdo con lo dispuesto en la resolución de la Secretaría de Emprendedores y de la Pequeña y Mediana Empresa N° 220/19 y su modificatoria o la que en el futuro la reemplace, siempre que sus ventas totales anuales superen, en todos los casos, los límites para la categorización como empresa mediana tramo 2, efectuado por el órgano de aplicación pertinente, con excepción de los comprendidos en las leyes 23.551, 23.660 y 23.661; y

(ii) 18% para los restantes empleadores pertenecientes al sector privado.

Asimismo, se modifican las deducciones aplicables por trabajador.

**Ajuste por Inflación Impositivo:** Se modifica el mecanismo para calcular el ajuste por inflación impositivo en los balances de los sujetos comprendidos en el Título VI de la ley del impuesto a las ganancias.

**Bienes Personales e Impuesto Cedular:** Se realiza una modificación en las escalas aplicables del Impuesto sobre los Bienes Personales con efectos a partir del período fiscal 2019.

Se delega la facultad al Poder Ejecutivo Nacional de fijar alícuotas diferenciales para gravar bienes situados en el exterior (hasta duplicarlas) así como de reducir las para activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización.

Se incluye dentro del concepto de activos financieros situados en el exterior a los derechos inherentes al carácter de beneficiario de fideicomisos (trust o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior.

Se deroga el impuesto cedular aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores, así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión a partir del período fiscal 2020 para personas humanas y sucesiones indivisas.

Se reestablece la exención en el Impuesto a las Ganancias de los intereses originados por los depósitos en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público.

Quedan excluidos de esta exención los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste.

#### *Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS):*

Se establece un impuesto por cinco (5) períodos fiscales a partir del día de entrada en vigencia de la ley a ciertas operaciones cambiarias cuya alícuota es del 30% sobre el importe total/precio neto de impuestos y tasas, a saber:

- Compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico.
- Cambio de divisas para el pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior o servicios prestados por sujetos no residentes en el país que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito.
- Extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior.
- Compras efectuadas a través de portales o sitios virtuales y/o cualquier otra modalidad por la cual las operaciones se perfeccionen, mediante compras a distancia en moneda extranjera.
- Adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país.
- Adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática de pasajeros con destino fuera del país, en la medida que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios para la adquisición de las divisas.

El Poder Ejecutivo Nacional estará facultado para incorporar nuevas operaciones.

#### *Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias*

Se duplica la alícuota aplicable en impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias para determinadas extracciones en efectivo de ciertas personas jurídicas.

#### *Impuesto a las Ganancias*

A los efectos de determinar el Impuesto a las Ganancias correspondientes al período fiscal 2019, ciertos sujetos que obtengan rentas de cuarta categoría (art. 82 incisos a) b) y c) de la Ley de Impuesto a las Ganancias) tendrán derecho a deducir de su ganancia neta sujeta a impuesto, una suma equivalente a la reducción de la base de cálculo de las retenciones que les resulten aplicables según el Decreto 561/2019 (artículo 1°, primer párrafo), sin que la referida deducción pueda generar quebranto.

Respecto de títulos públicos y obligaciones negociables comprendidos en los incisos a) y b) del primer párrafo del art. 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, podrá optarse por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.



Se suspende la reducción de la tasa corporativa dispuesta en la Ley de Impuesto a las Ganancias hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, estableciéndose que durante dicho período de suspensión será aplicable la alícuota del 30% y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables.

#### *Tasa de Estadística*

Se establece, hasta el 31 de diciembre de 2020, en un 3% la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el Código Aduanero (art. 762), la cual se aplicará a las destinaciones definitivas de importación para consumo, con excepción de aquellas destinaciones registradas en el marco de Acuerdos Preferenciales suscriptos por el país que específicamente contemplen una exención, o aquellas que incluyan mercadería originaria y de los Estados Partes del MERCOSUR.

En consecuencia, queda modificada la alícuota (con un incremento de 0,5%) y eliminados los topes máximos establecidos oportunamente por el Decreto N° 332/2019.

No se encontrarían alcanzadas por la Tasa de Estadística las importaciones temporales ni las exportaciones. Se faculta al Poder Ejecutivo Nacional para disponer exenciones al pago de la tasa cuando se trate de una actividad específica que tenga como objeto, entre otras, finalidades de ciencia, tecnología, innovación, promoción del desarrollo económico o la generación de empleo.

Impuestos Internos: Se establecen ciertas exenciones y modifican las tasas de Impuestos Internos aplicables a vehículos automóviles y motores, embarcaciones de recreo o deportes y aeronaves, según su precio de venta.

#### *Derechos de Exportación*

Se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a fijar, con fundamento en el Art. 755 del Código Aduanero, 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.

Se prohíbe superar determinadas alícuotas en concepto de derechos de exportación según la mercadería exportada, a saber:

- 33% para las habas (porotos) de soja del valor imponible o del precio oficial FOB;
- 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o gravadas al 0% a esa fecha;
- 5% para los productos agroindustriales de las economías regionales definidas por el PEN, las que deberán ser definidas en futuras reglamentaciones;
- 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios;
- y
- 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

#### *Haberes Previsionales y Aumentos Salariales*

Se establece la suspensión por 180 días de la movilidad de las prestaciones (art. 32 Ley 24.241 de Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones).

El Poder Ejecutivo Nacional deberá fijar trimestralmente el incremento de los haberes previsionales correspondiente al Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones. Asimismo, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional para que en el plazo de 180 días:

- Convoque una comisión integrada por representantes del Ministerio de Economía, del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y miembros de las comisiones del Congreso de la Nación competentes en la materia, para que proponga un proyecto de ley de movilidad de los haberes previsionales que garantice una adecuada participación de los ingresos de los beneficiarios del sistema en la riqueza de la Nación.
- Convoque una comisión integrada por representantes del Ministerio de Economía, del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y miembros de las comisiones del Congreso de la Nación

competentes en la materia, para que revise la sustentabilidad económica, financiera y actuarial y proponga al Congreso las modificaciones que considere pertinentes relativas a la movilidad o actualización de los regímenes especiales (contributivos o no contributivos).

- Disponga en forma obligatoria que los empleadores del sector privado abonen a sus trabajadores incrementos salariales mínimos.
- Exima temporalmente de la obligación del pago de aportes y contribuciones al Sistema Integrado Previsional Argentino sobre esos incrementos salariales mínimos.
- Efectúe reducciones de aportes patronales y/o de contribuciones personales al Sistema Integrado Previsional limitadas a jurisdicciones y actividades específicas o en situaciones críticas.

#### *Sociedades. Capital social.*

Se dispone la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2020 de la aplicación del art. 94 inciso 5) y del art. 206 de la Ley General de Sociedades. En consecuencia, no estarán obligadas a recomponer su situación patrimonial en oportunidad de celebrar la asamblea ordinaria de accionistas (en la cual se apruebe los estados contables que evidencien cualquiera de las situaciones que a continuación se mencionarán) las sociedades que al cierre de su ejercicio social se encuentren incursas en (1) situación de reducción obligatoria de su capital por cuanto sus pérdidas acumuladas excedan a sus reservas y la mitad de su capital o (2) causal de disolución por pérdida del capital social en atención que su pasivo es igual o superior al activo.

#### *Créditos UVA*

Se faculta al Banco Central de la República Argentina a realizar una evaluación sobre el desempeño y las consecuencias del sistema de préstamos UVA para la adquisición de viviendas y los sistemas de planes de ahorro para la adquisición de vehículos automotor, sus consecuencias sociales y económicas, y estudiar mecanismos para mitigar sus efectos negativos.

#### *Banco Central. Reservas de libre disponibilidad*

Se autoriza al Gobierno Nacional a emitir letras denominadas en dólares por un monto de hasta \$ 4.571.000.000 a 10 años de plazo, años de plazo, con amortización íntegra al vencimiento.

Se autoriza al Gobierno Nacional a adquirir divisas en el Banco Central con las letras mencionadas anteriormente, por igual cantidad a las nominalmente expresadas en las mismas.

#### *Ley de Administración Financiera*

Se dispone que, durante el período de vigencia de la presente Ley, se reestablecerán los límites para realizar reestructuraciones presupuestarias, dispuestos originalmente para el Ejercicio 2017 mediante el art. 1 de la ley 27.342, modificatoria del art. 37 de la ley 24.156 de Administración Financiera y Sistemas de Control del Sector Público Nacional.

### **h) Acontecimientos Recientes**

#### *Surgimiento y propagación de la pandemia de COVID-19*

A finales de diciembre de 2019, la aparición de una enfermedad infecciosa de origen desconocido (un nuevo coronavirus denominado SARS-CoV-2), causante de una enfermedad respiratoria aguda originado en Wuhan, en la Provincia de Hubei, China, fue reportada a la OMS. El 11 de marzo de 2020, con motivo del brote de COVID-19 y su posterior propagación a prácticamente todos los países del planeta, la OMS declaró la “emergencia de salud pública de preocupación internacional” y decretó el estado de “pandemia” a nivel mundial. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones”.

En el plano internacional las medidas adoptadas por los distintos gobiernos profundizan los efectos sobre la economía afectando la cadena de suministros y la demanda de bienes y servicios, con impactos diversos en los distintos países y sectores de negocios. A la fecha del presente Prospecto, no hay cambios significativos en la situación patrimonial y financiera de la Compañía.

En el caso del petróleo, a los efectos antes mencionados se suma el desplome de los precios internacionales que en un principio fue consecuencia del fracaso de las negociaciones entre los principales miembros de la OPEP para implementar nuevos acuerdos de cuotas de producción con vencimiento a fines de marzo de 2020, situación que se profundizó luego por la fuerte caída de las proyecciones de demanda mundial de energía por el impacto del COVID-19. Producto de esta situación, el precio del petróleo se redujo tanto en los mercados internacionales como en los mercados nacionales alrededor de un 70% en lo que va del 2020.

La fuerte caída de la demanda de combustibles provocó la saturación del sistema de almacenamiento de crudo del país, causando el cierre de las principales refinerías locales debido a los altos stocks de productos refinados y la paralización de los yacimientos de petróleo en numerosas cuencas productivas. No obstante, la Compañía ha continuado con la producción y venta de crudo y gas tanto en sus yacimientos de Argentina, como de Ecuador y Colombia.

Asimismo, debido al efecto del aislamiento social, preventivo y obligatorio y a la poca actividad industrial, el consumo de gas industrial se desplomó, impactando en una baja generalizada del precio de comercialización del gas natural.

Desde el punto de vista del negocio de cemento, debido a las medidas gubernamentales antes mencionadas, las plantas vieron interrumpidas sus actividades durante el mes de marzo, lo que redujo la fabricación y comercialización de los productos de la Sociedad, en línea con la merma de demanda producto de la parálisis del sector de la construcción, que propició la consecuente caída de las ventas (alrededor del 40% en el mes de marzo). La producción y comercialización se reanudó durante el mes de abril, con una caída en las ventas de alrededor del 60% respecto a la operación previa a la pandemia.

El segmento de energías renovables no sufrió consecuencias significativas, aunque la construcción de los parques eólicos San Jorge y El Mataco estuvo paralizada durante 15 días por la cuarentena establecida por el gobierno nacional. Las actividades se reanudaron durante el mes de abril. A pesar de esto, PCR alcanzó la fecha de entrega en el mes de julio de 2020, apenas un mes después de lo proyectado al inicio del presente ejercicio. Por otro lado, los parques que ya estaban operativos continuaron en actividad sin interrupciones significativas en la cadena de cobros y pagos.

*El Gobierno Argentino se encuentra en procesos de renegociación de la deuda externa con acreedores internacionales*

El 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un Canje de deuda con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. Para mayor información, véase la sección *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina—La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y generar crecimiento económico sostenible”*.

Seguidamente se describen los últimos hechos relevantes más destacados, publicados en la AIF:

- El día 2 de abril de 2020, recibió una notificación por parte de la empresa YPF comunicando que, a partir del 1° de abril de 2020, dicha empresa suspendería en forma transitoria y hasta nuevo aviso las compras de petróleo crudo. Fundamentan dicha medida en la situación generada por la pandemia del COVID-19, de público conocimiento, y las sucesivas medidas adoptadas por las autoridades nacionales y provinciales, que ha generado una reducción drástica en la demanda de combustibles por lo que YPF se ha visto obligada a parar y/o reducir la producción en sus refinerías y, como consecuencia, adoptar la decisión expuesta precedentemente.

Desde hace varios años, PCR vende a YPF la totalidad de la producción de petróleo crudo del área hidrocarburífera CNQ- 1 “El Sosneado”, ubicada en esa Provincia de Mendoza, por lo que en estos días la Compañía se encuentra analizando alternativas para la comercialización de dicho crudo a otras empresas, sin poder asegurar que ello sea posible en el corto plazo.

- El día 7 de abril de 2020, ocurrió un deslizamiento de tierras rompiendo y afectando gravemente el Sistema Oleoductos Transecuatoriano (“**SOTE**”), Poliducto SSF y el Oleoductos de Crudos Pesados. Como consecuencia de dicho incidente, el transporte de crudo por dichas vías había quedado interrumpido. Ciertas subsidiarias ecuatorianas de PCR operan los Bloques “Pindo” y “Palanda Yuca-Sur” para el estado ecuatoriano, ello a través de los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en los Campos Pindo y Palanda Yuca Sur, y el crudo extraído de dichos campos es evacuado a través del SOTE. Considerando que la capacidad de almacenamiento de los referidos campos petroleros es de aproximadamente cuatro días de producción, luego de alcanzar el máximo almacenamiento posible, la operación de PCR en el Ecuador se vio obligada a paralizar la producción y entrega de crudo. Posteriormente, se informó que el sistema de transporte ha sido reparado y por ende se volvieron a poner en marcha los pozos petroleros de los Bloques “Pindo” y “Palanda Yuca-Sur” (a partir del 15 de mayo de 2020 en el caso de Pindo y a partir del 20 de mayo de 2020 en Palanda Yuca-Sur).
- El día 9 de julio de 2020, CAMMESA habilitó a PCR la operación comercial en MEM del Parque Eólico San Jorge y El Mataco, dando inicio al período de abastecimiento de la energía eléctrica contratada por CAMMESA por un plazo de 20 años, en el marco del Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable de fecha 12 de julio de 2018 y su respectiva adenda.
- En el marco del financiamiento de largo plazo bajo la modalidad “*project finance*” suscripto para el financiamiento de la construcción, operación y mantenimiento del Parque Eólico del Bicentenario con Inter-American Investment Corporation, KFW IPEX-BANK GMBH y EKF DENMARK’S EXPORT CREDIT AGENCY por un total de hasta US\$ 108 millones, PCR en su carácter de accionista y *sponsor* de PEBSA PCR había otorgado: (i) una fianza en su calidad de accionista de PEBSA y (ii) un aval de los pagarés librados por PEBSA, en su carácter de *Sponsor*. Dichas garantías de PCR subsistirían hasta la fecha denominada en idioma inglés como *Project Completion Date* (“PCD”). Habiéndose alcanzado el PCD en fecha 18 de agosto de 2020, la fianza antes mencionada quedó sin efecto y fuera de vigencia. Asimismo, en el corto plazo se estarán reemplazando los pagarés de PEBSA, avalados por PCR, por nuevos pagarés sin aval de la Compañía.

#### **i) 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.com.ar](http://www.pcr.com.ar), y en la página web de la CNV [www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar) en el ítem “*Empresas – Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - Información Financiera*”, en la página web de BYMA [www.byma.com.ar](http://www.byma.com.ar) y en la página web del MAE [www.mae.com.ar](http://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 han 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 US\$295.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos noventa y cinco millones) o su equivalente en otras monedas, en tramos, sin posibilidad de reemisión, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente, fueron resueltas por el Directorio de la Emisora en sus reuniones de fechas 27 de julio de 2020 (ID 2638807) y 19 de agosto de 2020 (ID 2645810). La autorización de oferta pública de Obligaciones Negociables, sin posibilidad de reemisión, por el monto de hasta US\$295.000.000 (Dólares Estadounidenses 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, fue otorgada por la Disposición N° DI-2020-39-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la CNV de fecha 20 de agosto de 2020.

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 descritas 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 aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, 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.

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 mod. 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 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.

### 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 “US\$” 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 Nº 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 y el Instituto Argentino de Mercado de Capitales. 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 <sup>2</sup> .....	Kilómetros cuadrados
Kuwait Export .....	Precio del petróleo crudo Kuwait
m <sup>3</sup>	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 descritos 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;
- los impactos derivados de la evolución del SARS-COV-2 junto con las medidas de los gobiernos de Argentina, Ecuador y Colombia, para evitar su propagación;
- modificaciones en las leyes y regulaciones aplicables a los sectores de petróleo, gas y eléctrico en Argentina, Ecuador y Colombia, 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**

### **INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA**

Los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los estados financieros intermedios consolidados condensados al 31 de marzo de 2020 y 2019, disponibles en la página web de la CNV, ítem “Información Financiera”, bajo los IDs 2588555 y 2450488, e IDs 2612717 y 2472518, respectivamente, se considerarán incorporados a este Prospecto mediante por referencia y formarán parte integrante del mismo, de conformidad con lo establecido en el artículo 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.).

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) 4124-9800, fax (+5411) 4300-7640. Asimismo, la documentación incorporada por referencia se encontrará disponible en el sitio web institucional de la Emisora ([www.pcr.com.ar](http://www.pcr.com.ar)).

**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, Fernández Madero & Lombardi  
Ing. Enrique Butty 275, Piso 12°  
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina

**AUDITORES**

**Deloitte & Co. S.A.**  
Florida 234, Piso 5º  
(C1005AAF) Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina